mc82
8C21R
83-31
c.4

GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA
COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA

PAPER 83-31

OIL AND NATURAL GAS RESOURCES OF CANADA 1983

R.M. PROCTER, G.C. TAYLOR AND J.A. WADE

Canada

1984

84- 3925 /

GEOLOGICAL SURVEY
PAPER 83-31

OIL AND NATURAL GAS RESOURCES OF CANADA 1983

LIBRARY / BIBLIOTHÈQUE
FEB 8 1984
GEOLOGICAL SURVEY
COMMISSION GÉOLOGIQUE

by R. M. PROCTER, G. C. TAYLOR
and J. A. WADE

©Minister of Supply and Services Canada 1984

Available in Canada through

authorized bookstore agents
and other bookstores

or by mail from

Canadian Government Publishing Centre
Supply and Services Canada
Hull, Quebec, Canada K1A 0S9

and from

Geological Survey of Canada
601 Booth Street
Ottawa, Canada K1A 0E8

and

Institute of Sedimentary and Petroleum Geology
Geological Survey of Canada
3303 - 33rd St., N.W.
Calgary, Alberta
T2L 2A7

A deposit copy of this publication is also available
for reference in public libraries across Canada

Cat. No. M44-83/31E Canada: $4.00
ISBN 0-660-11522-0 Other countries: $4.80

Price subject to change without notice

Scientific editor

E. J. W. Irish

Production manager

L. MacLachlan

Layout and artwork supervised by

J.W. Thomson
W.P. Vermette

Cartography unit

Institute of Sedimentary and Petroleum Geology

Authors' addresses

J.A. Wade
Atlantic Geoscience Centre
Bedford Institute of Oceanography
P.O. Box 1006
Dartmouth, Nova Scotia
B2Y 4A2

R.M. Procter & G.C. Taylor
Institute of Sedimentary and Petroleum Geology
Geological Survey of Canada
3303 - 33rd St. N.W.
Calgary, Alberta
T2L 2A7

CONTENTS

SUMMARY 1

INTRODUCTION 5

PETROLEUM REGIONS OF CANADA 9

NON-CONVENTIONAL RESOURCES 47

ESTIMATES OF CANADA'S RESOURCES 51

CONCLUSIONS 54

REFERENCES 56

GLOSSARY 59

ILLUSTRATIONS

TABLES

I	Conventional Oil and Gas Resources of Canada	3
II	Western Canada Conventional Oil and Gas Reserves	12
III	Western Canada Conventional Oil and Gas Potential	12
IV	Cordilleran Conventional Oil and Gas Potential	19
V	Beaufort Conventional Oil and Gas Reserves	24
VI	Beaufort Conventional Oil and Gas Potential	24
VII	Arctic Islands Conventional Oil and Gas Reserves	28
VIII	Arctic Islands Conventional Oil and Gas Potential	28
IX	East Coast Conventional Oil and Gas Reserves	33
X	East Coast Conventional Oil and Gas Potential	33
XI	Paleozoic Basins Conventional Oil and Gas Potential	43
XII	Remaining Reserves and Discovered Resources of Canada	52
XIII	Conventional Oil and Gas Potential of Canada	53

FIGURES

1.1	Canada's petroleum regions	1
1.2	Conventional oil resources of Canada	2
1.3	Conventional gas resources of Canada	2
1.4	Canada's identified oil resources	2
2.1	Estimate of oil potential for hypothetical basin	7
2.2	Hypothetical pool sizes of play ranked by size	7
2.3	Hypothetical discovery model	8
3.1	Canada's petroleum regions	10
3.2	Geological time scale	10
3.3	Basin fill map of Western Canada Sedimentary Basin	11
3.4	Map of major Devonian reef, bioherm, and biostrome complexes	13
3.5	Generalized stratigraphic section of Alberta Basin	14
3.6	Detailed facies relationships of the Carboniferous stratigraphy of the Williston Basin	15
3.7	Generalized structure section of southern Alberta Foothills	16
3.8	Generalized structure section of northern British Columbia Foothills	16
3.9	Structure section, Bullmoose Field, Northeastern British Columbia	16
3.10	Physiographic subdivisions of the Northern Basins	17
3.11	Schematic stratigraphic section across Peel Plateau	17
3.12	Stratigraphic relationships of the Devonian Kee Scarp reefs	18
3.13	Location map of west coast British Columbia basins	20
3.14	Schematic stratigraphic section across Queen Charlotte Sound	20
3.15	Generalized stratigraphic column, Queen Charlotte Sound	20
3.16	Generalized stratigraphic column. Tofino Basin	21

3.17 Exposed sea-floor structure, Apollo anticline 21
3.18 Schematic structure section (seismic) Winona Basin 21
3.19 Location map of Intermontane Basins 22
3.20 Schematic section from Tyaughton Trough to Quesnel Trough 22
3.21 Schematic stratigraphic relationships, Beaufort Sea-Mackenzie Delta 23
3.22 Oil and gas discoveries, Beaufort Sea-Mackenzie Delta 23
3.23 Schematic structure section, Parsons Lake Gas Field 25
3.24 Generalized stratigraphic column, Mackenzie Delta-Tuk Peninsula 25
3.25 Paleoenvironments of the Kugmallit sequence 26
3.26 Seismic section through Tarsiut Field 26
3.27 Generalized stratigraphic column, Richards Island-Beaufort Sea 26
3.28 Schematic stratigraphic relationships, Arctic Islands 27
3.29 Arctic Islands assessment areas 27
3.30 Stratigraphic trap configurations in platform stratigraphy 29
3.31 Generalized stratigraphic column, Arctic Stable Platform 29
3.32 Structural traps above and below evaporites 30
3.33 Generalized stratigraphic column, Arctic Fold Belt 30
3.34 Structure contour map on Heiberg Group — Jackson Bay Field 31
3.35 Seismic section through Jackson Bay Field 31
3.36 Index map of offshore basins showing total Mesozoic-Cenozoic sediment fill 32
3.37 Index map of Georges Bank area 34
3.38 Georges Bank structure section (A-A') from Scotian Basin to Georges Bank Basin 34
3.39 Index map of Scotian Shelf showing some of oil and gas discoveries around Sable Island 35
3.40 Structure section (B-B') across Scotian Shelf 35
3.41 Map of Venture Field. Generalized structure section Venture Gas Field 36
3.42 Generalized stratigraphic column, Scotian Shelf 36
3.43 Index map for basins in Grand Banks (south), East Newfoundland Shelf and East Newfoundland Basin 37
3.44 Structure section (C-C') through the Whale and Horseshoe subbasins 37
3.45 Generalized stratigraphic column for East Newfoundland Shelf 38
3.46 Structural cross-section across Hibernia Oil Field showing main oil bearing zones 38
3.47 Map of Hibernia Oilfield 38
3.48 Schematic E-W cross-section across East Newfoundland Basin 39
3.49 Stratigraphic column of lithology and age of sediments penetrated in Texaco *et al* Blue H-28 39
3.50 Location map Labrador Shelf 40
3.51 Generalized stratigraphy of the Hopedale Basin 40
3.52 Schematic cross-section across Labrador Shelf 40
3.53 Depth to basement map of Baffin Bay 41
3.54 Structure section from Lancaster-Sound through to Baffin Bay 41
3.55 Index map of Paleozoic Basins of Eastern Canada 42
3.56 Schematic section across southern Ontario 42
3.57 Structure map and section of the Dawn Reef of southern Ontario 44

3.58 Schematic stratigraphic column of the sediments of the Hudson Platform 45
3.59 Geological map of Hudson Bay-James Bay with structure section 45
3.60 Schematic stratigraphic column of typical Maritimes Basin 46
3.61 Sediment fill map of Maritimes Basins 46
4.1 Index map. Location of oil sands, deep basin gas, heavy oil, and carbonate oil 48
4.2 Schematic section illustrating trapping of bitumen in oil sands and carbonates 49
4.3 Schematic section of tight gas trapped by permeability barriers below water zone 49
4.4 Index map of oil shale occurrences in Canada 50
6.1 Bar chart, Conventional Oil Resources of Canada 54
6.2 Bar chart, Conventional Gas Resources of Canada 54

SUMMARY

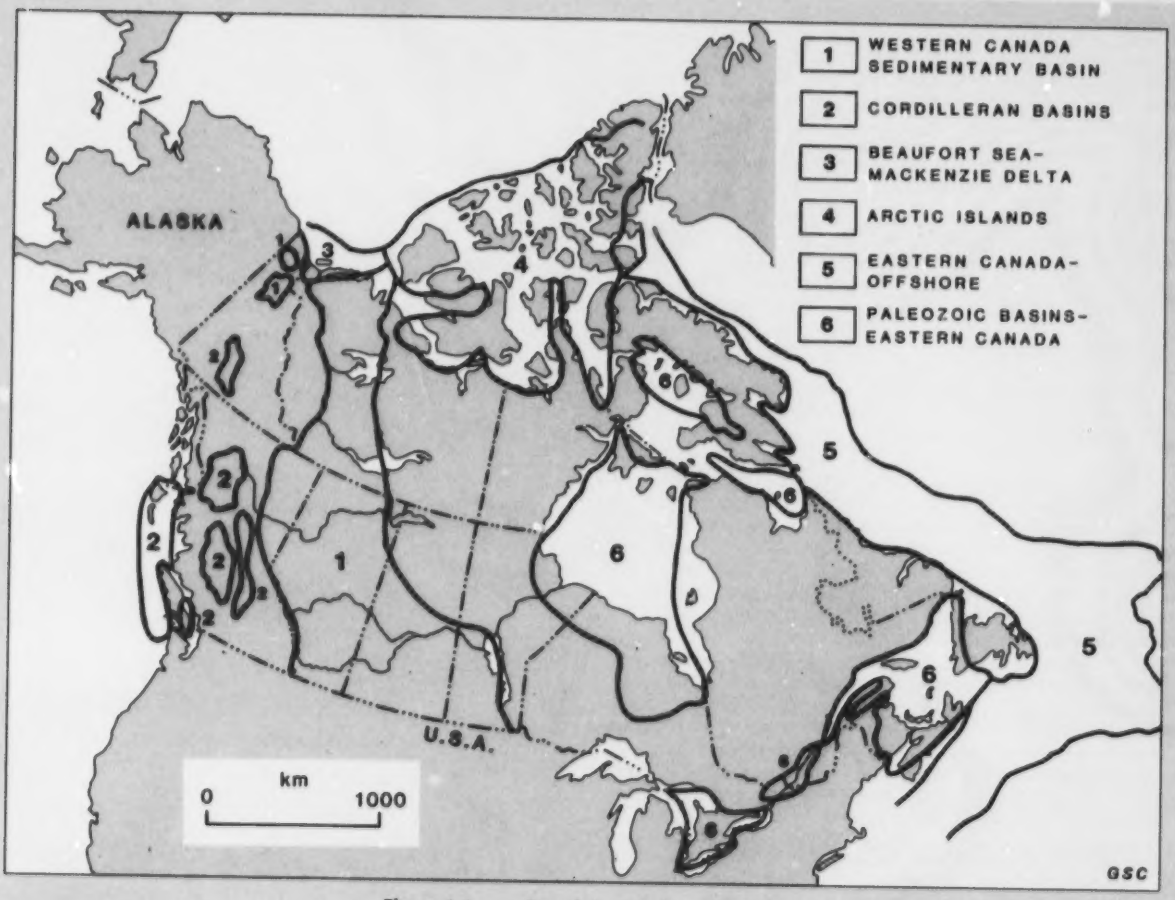


Figure 1.1 Canada's petroleum regions

The oil and natural gas resources of Canada are evaluated on a systematic basis by the Geological Survey of Canada. This report summarizes the current estimates of quantities of oil and natural gas that are inferred to exist but not yet discovered. The analysis of resources is made for each of Canada's six petroleum regions (Figure 1.1), addressing both conventional and non-conventional resources. The present report, which replaces "Oil and Natural Gas Resources of Canada — 1976" published by Energy, Mines and Resources in 1977, contains major revisions and new estimates for most parts of Canada. The estimates of potential resources, those inferred to exist but as yet undiscovered, prepared by the Geological Survey of Canada are supplemented by estimates of reserves, or discovered resources, provided by the Canada Oil and Gas Lands Administration for frontier areas; and by the National Energy Board for the Western Canada Sedimentary Basin.

Conventional Resources

Canada is well endowed with oil and gas resources. Current estimates of remaining established reserves of oil are 754 million cubic metres, and of gas 2111 billion cubic metres, all located in Western Canada. To these can be added the best current estimates of discoveries in frontier areas, which increases the discovered portion of Canada's conventional resources to an estimated 1173 million cubic metres of oil and 3013 billion cubic metres of gas. Estimates by region, summarized in Table I, indicate that significant oil and gas reserves have been identified in Eastern Canada Offshore and in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea regions. Important gas reserves also have been discovered in the Arctic Islands region.

Estimates of oil and gas potential are prepared using a probability methodology that expresses the range of quantities that may exist, along with the probability or confidence level associated with different parts of that range. Throughout the report, the estimates of potential are expressed at three levels of confidence, as in Table I. The values contained in Table I are also displayed in figures 1.2 and 1.3 which permit an easy comparison of the relative potential estimated for each region. The figures indicate that the potential for

oil is greatest in the Eastern Canada Offshore region, followed by the Beaufort Sea-Mackenzie Delta region, both areas having greater potential than Western Canada. Gas potential however, is estimated to be more evenly distributed in four regions.

Non-conventional Resources

In addition to the conventional resources, Canada is more richly endowed with non-conventional oil and gas resources than most countries. These resources dwarf the conventional category in terms of total quantity of in-place reserves, and have the added advantage of already having been discovered. The costs associated with their development, and the need for new cost-reducing extraction technology do not permit reliable estimates of recoverable reserves in the same context as those shown in Table I, but remaining established reserves of synthetic crude oil are estimated to be 3860 million cubic metres. Also, not listed in Table I, and sharing in the uncertainty of costs and new technology, is potential that may result from enhanced oil recovery applications to Western Canada reserves. This process is estimated to have potential for an additional 500 million cubic metres of oil as an average expectation.

Supply Considerations

Canada's future oil supply will derive from some mix of conventional, frontier, heavy oil and non-conventional sources. The proportion of each will depend on many factors including comparative economics, developments in technology, and investment strategies. Figure 1.4 is an attempt to illustrate Canada's currently identified total oil resources as a possible inventory from which future supply may be selected. No quantity values are identified for segments in the figure because reliable estimates of recoverable oil from in-situ oil sands development and tertiary recovery methods in heavy oil are not available and some arbitrary, probably conservative, recovery factors have been assumed. The proportions are adequate however to compare short term supply options at least in terms of what is already known to exist. A decade of continued exploration may modestly increase the Western Canada segment, and could easily double the size of the "Frontiers" segments. However, the oil resources associated with oil sands will continue to dominate the inventory in a quantitative sense. Figure 1.4 is of course incomplete and potentially misleading in that the economic viability of each segment can vary by orders of magnitude — a factor not considered in the diagram, and beyond the scope of this study.

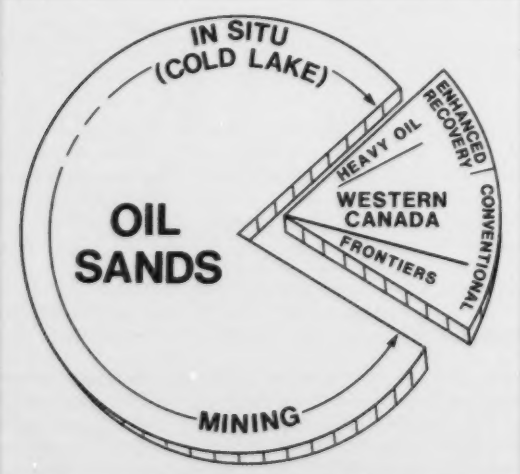


Figure 1.4 Canada's identified oil resources

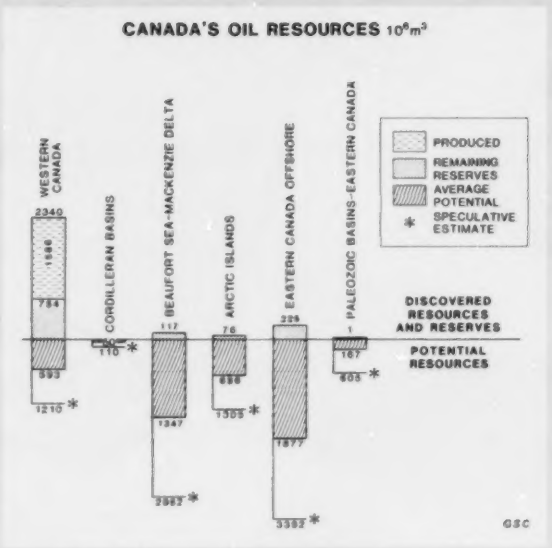


Figure 1.2 Conventional oil resources of Canada

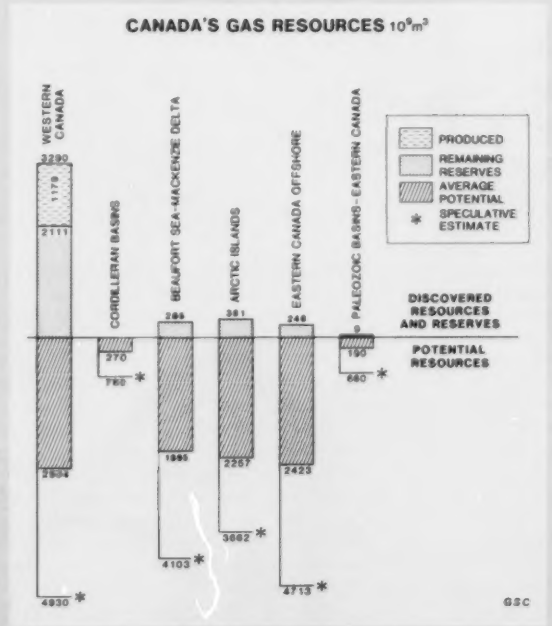


Figure 1.3 Conventional gas resources of Canada

TABLE I CONVENTIONAL OIL AND GAS RESOURCES OF CANADA

	RESERVES AND DISCOVERED RESOURCES	POTENTIAL		
		High Confidence	Average Expectation	Speculative Estimates
Oil 10^6m^3 (Recoverable)				
Western Canada Sedimentary Basin	754	234	593	1210
Cordilleran Basins	—	—	50	110
Beaufort Sea-MacKenzie Delta	117	307	1347	2962
Arctic Islands	76	316	686	1305
Eastern Canada Offshore	225	512	1877	3392
Paleozoic Basins - Eastern Canada	0.8	20	167	605
TOTAL	1173	*1486	4720	*8995
Gas 10^9m^3 (Recoverable)				
Western Canada Sedimentary Basin	2111	1544	2504	4930
Cordilleran Basins	—	40	270	760
Beaufort Sea-MacKenzie Delta	286	871	1865	4103
Arctic Islands	361	1100	2257	3662
Eastern Canada Offshore	246	725	2423	4713
Paleozoic Basins - Eastern Canada	8.8	46	190	660
TOTAL	3013	*4342	9509	*18285

* These numbers do not add arithmetically but must be summed using statistical techniques.

CONCLUSIONS

Conventional Resources

Canada's potential oil and natural gas resources are large and could ensure self-sufficiency if means can be found to convert a significant portion of them into economic reserves. The potential for future discovery is greater in the frontier regions than in western Canada. This is due to the degree of exploration maturity of the Western Canada Sedimentary Basin.

The portion of these resources that is, or will be, commercially viable depends on prevailing economic conditions as affected by technological progress in development, production and transportation. To date there has been no consensus regarding specific development, production and transportation systems suitable for frontier discoveries, particularly for offshore areas. This has hampered the ability to estimate the contribution that frontier resources can make to future Canadian energy supplies. The Department is working towards providing estimates that can be used with a reasonable degree of confidence.

The pace of exploration, and therefore the rate at which frontier resources are discovered, will be affected by factors that include exploration success; expectations regarding market prices, development and operating costs; prevailing fiscal regimes; technological progress; and successful commercial exploitation of discoveries already made. Lead times from discovery to commercial development are long in frontier regions and it is unlikely that large-volume frontier production will be available to Canadian markets until the 1990's.

For the balance of this decade therefore, domestic oil supply will have to depend primarily on western Canada reserves. Infrastructure already in place in this area ensures that newly-found conventional reserves can be quickly placed on production, however more intensive exploration efforts will be needed to accelerate discovery. Enhanced recovery of existing light and medium crude oil reserves and of heavy crude oil can, as well, make a substantial contribution to supply over this period.

Oil supply beyond 1990 will likely include production from frontier discoveries in the East Newfoundland Shelf, Arctic and the Beaufort Sea regions. Given the appropriate economic climate, additional in-situ oil sands projects, surface mining oil sands plants, heavy oil and an increasing quantity of enhanced recovery supply can also be viewed within this time-frame, as well as a continuing contribution from conventional oil from the Western Canada Basin.

In addition to development of oil deposits already taking place in the Mackenzie Corridor, pipeline access to the northern frontiers would open other oil resources of the Mackenzie Corridor to southern markets.

Gas potential estimated in all frontiers plus western Canada, in addition to present reserves, indicates an assured supply. These resources should meet current requirements as well as expansions of Canadian gas markets for the foreseeable future. This will, of course, require development investments to maintain and expand delivery capacity from western Canada.

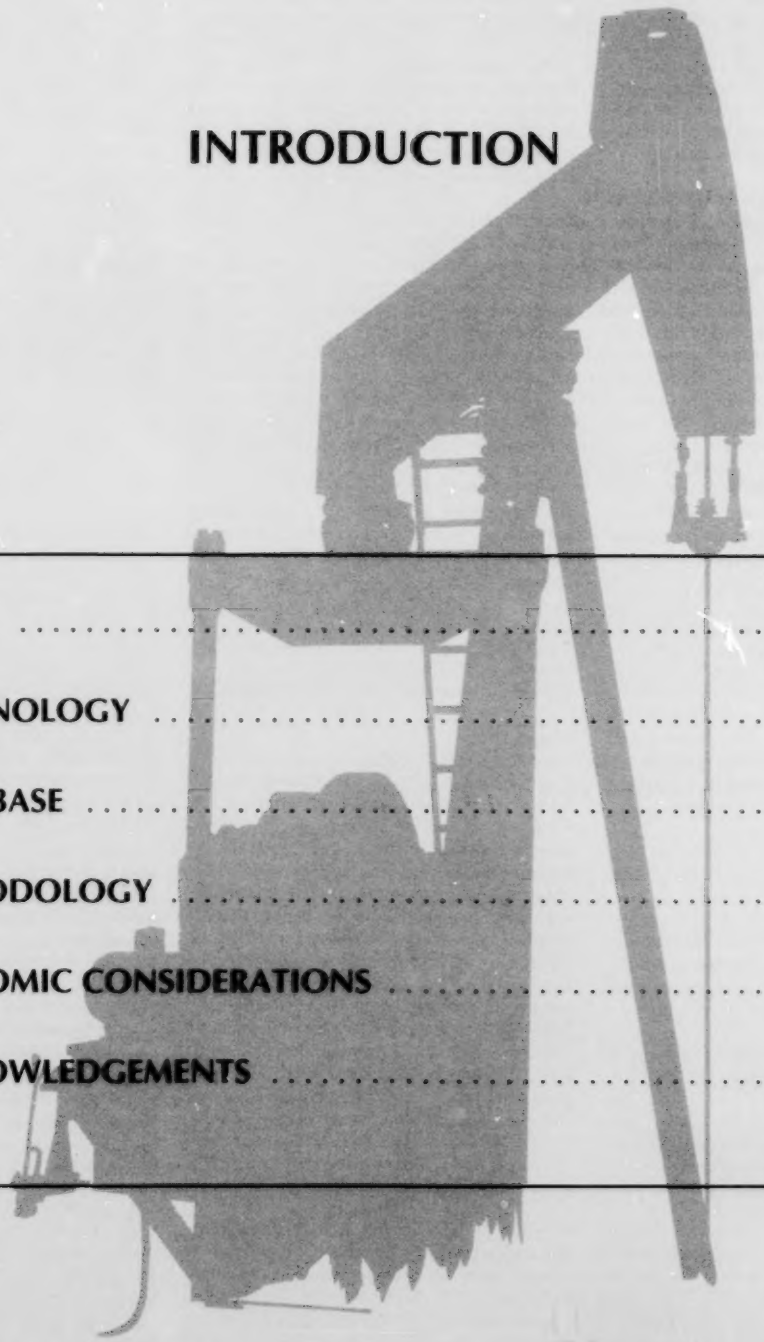
Major current limitations on frontier gas development are high development, operating and transportation costs, and lack of markets. In addition, remote frontier projects face technological and environmental hurdles.

Non-Conventional Oil Resources

The future mix of non-conventional and conventional resources in supplying domestic energy requirements will depend on the relative costs of exploration, development, operation and delivery to market.

Canada has a large potential supply of oil from heavy oil reservoirs and oil sands deposits. These resources represent a known source of supply, probably exceeding conventional oil resources in terms of quantity ultimately producible. Available upgrading technology together with development and operating costs are the limiting factors in bringing these supplies to the Canadian market. Although the technology for heavy oil and bitumen extraction exists at this time, a full realization of the potential from in-situ recovery and heavy oils will require advances in upgrading technology. Small scale upgrading projects could allow technology demonstration and improvements and hopefully will lead to larger scale projects.

INTRODUCTION



FEATURES

SCOPE 6

TERMINOLOGY 6

DATA BASE 6

METHODOLOGY 7

ECONOMIC CONSIDERATIONS 8

ACKNOWLEDGEMENTS 8

INTRODUCTION

This document replaces the "Oil and Natural Gas Resources of Canada 1976", E.M.R. Report EP77-1. Since 1976 additional data and information regarding the geology of Canada's petroleum basins has been assembled and analysed. The current report contains revisions and new estimates for many regions based on this improved data base.

Oil and natural gas remain the major sources of Canada's primary energy requirements. Although requirements for these fuels have been reduced through energy conservation and efforts to promote substitutes for oil, this dependence will continue. Despite the vigorous exploration effort since 1976, Canada has seen a decline in the amount of petroleum in actual reserves. Major new discoveries have been made in the frontier regions of Canada but because of their nature and current economics their commercial development will be delayed a number of years. Also, changes in the world economic climate have deferred anticipated production from the non-conventional resources, particularly major oil sands and proposed heavy oil projects.

Thus there remains as a major requirement the 'need-to-know', in ever increasing sophistication, the nation's endowment of petroleum resources. A series of questions can be formulated concerning these resources which are fundamental to the planning and decision making process within the investment community and are essential for rational government policy consideration.

1. How much oil and gas is likely to exist in Canada?
2. What is the geographic distribution of these oil and gas resources among frontier basins and the established producing areas?
3. What degree of confidence can be attached to these estimates of petroleum resources?
4. What are the likely rates of discovery and development of production capability from these resources?
5. What is the likely cost of developing and delivering these resources to the market place?

This report deals directly with the first three of these questions and provides a starting point for analysis of the last two.

To quantify Canada's oil and gas resources potential, the Geological Survey of Canada has developed a methodology in which cumulative probability curves are produced for oil and gas occurrences for various basins, regions or other identifiable areas. The curves are drawn with the knowledge of actual occurrences into which geological judgment is incorporated.

The first phase of the process is the identification of the exploration plays present in a given area. A play consists of a group of prospects and/or discovered fields having common geological characteristics such as source rock, trapping mechanism, etc. Because each factor may vary widely in favourability for hydrocarbon accumulation, their combination in a play provides the possibility for a wide range of values. A play may contain both oil and gas together or separately.

The hydrocarbon potential of individual exploration plays within a sedimentary basin is summed using appropriate statistical techniques.

Estimates prepared in this manner by the Geological Survey of Canada, for six separate geological-geographical regions of Canada are presented in the following pages.

Scope

This report is a summary of the Geological Survey of Canada's current analysis of Canada's oil and gas resources. The summary is drawn from the on-going petroleum resource evaluation program in which the detailed appraisals of individual basins or regions are periodically reviewed. These detailed reviews, are released usually as Open File Reports of the Geological Survey. They contain as many as possible of the petroleum geology data and information that were used in the preparation of estimates. The resource evaluation activity draws extensively from the on-going Basin Analysis Program within the Geological Survey of Canada. This program includes the recording of specialized technical data to produce a variety of reports that synthesize the state of knowledge at a given time.

The style of the summary report is designed to provide current estimates of resources in juxtaposition with brief and generalized comments on the regional setting. Comments are also offered concerning opportunities for future discovery. Those who require more information on any given area are referred to the Open File Report series.

Petroleum resource evaluation activities of the Geological Survey of Canada are focussed primarily on the undiscovered or potential components of conventional oil and gas resources, which is the major emphasis of this report. For the convenience of readers, the authors have compiled data on non-conventional resources from the literature and provincial government agency publications to supplement the Survey's limited studies in this area.

Terminology

The word **resource** as used here includes all oil and gas accumulations known or inferred to exist. **Reserves** comprise that portion of the resource that has been discovered. The word **potential** describes that portion of the resource inferred to exist but not yet discovered. The terms **potential** and **undiscovered resources** are thus synonymous and can be used interchangeably.

The expression **established reserves** is used to describe those reserves which on the basis of identified economic considerations and within a specified time frame, are recoverable with a high degree of certainty from known reservoirs. Because reserves discovered in frontier regions are not fully delineated, and have uncertain economic viability, they do not fit the "established" criteria, and here are expressed as **best current estimates of discovered resources.** The term **remaining reserves** is used here to indicate that remaining portion of a recoverable accumulation not yet produced.

Within this report, gas values given are for marketable or pipeline gas; oil values are given in the SI equivalent of stocktank barrels. For convenience, the unmodified terms **reserves** and **potential** should be read as equivalent to recoverable reserve and recoverable potential. The expression **in-place reserve** is used (in the Non-Conventional Resources chapter) to represent the total volume of oil or gas in a reservoir without consideration of what portion may be recoverable.

Data Base

The Department of Energy, Mines and Resources has had a petroleum resource evaluation program for the past ten years. As data and methodology have evolved the Geological Survey of Canada has prepared successive estimates of Canada's oil and gas resources. The estimates contained in this report are based mainly on data available to the end of 1982 although some information

resulting from 1983 exploration programs has been incorporated.

The estimation of the potential of any region depends upon data supplied by industry and government scientists and involves both subjective and objective approaches. Most of the types of data normally used by industry in analyzing exploration plays were available for the preparation of the oil and gas estimates presented here. Data are evaluated in the light of new concepts and hypotheses and in the light of oil and gas occurrences throughout the world.

A resource analysis depends to a considerable degree on the accumulated knowledge concerning the overall framework of the earth's crust, in particular the various sedimentary basins throughout Canada. Such data include the interrelationships of rocks in various areas as well as their geometric configuration. In assessing the potential of an area, the first step is to identify major regions or sedimentary basins of different character. Specialized data are collected then for each region. For example data derived by specialists in geochemistry from the study of the organic material contained in sedimentary rocks provide particularly useful information on the extent and quality of the source rocks within which hydrocarbons may be generated. Such data are fundamental to building an understanding of gas and oil occurrences in a region. Geophysical data such as reflection seismic sections provide a better understanding of the shape, size and character of known and potential oil and gas accumulations. Information on past exploration activity and statistics on any hydrocarbon production is also used in making estimates.

Methodology

The methodology used in petroleum resource evaluation was developed initially to provide the capacity to understand the country's petroleum resources, make economic analyses and project the amounts and costs of future supply from various regions. Initially, the concerns were with the resources of frontier regions which were the least understood geologically. Through time, the concerns have moved to the more conventional resources of Western Canada and, more recently, to quantities recoverable through enhanced recovery processes. As the requirements have changed, so has the methodology. Starting initially from rather simplistic volumetric calculations, the Survey's approach has evolved to what can now be described briefly as a probabilistic methodology conducted at the exploration play level, incorporating both objective data and informed geological opinion. A few years ago, this would have been referred to as the Monte Carlo approach. However, methodology has now advanced well beyond the Monte Carlo stage with more rigorous and more powerful mathematical procedures being incorporated into the system. A characteristic of the approach that remains, however, is the display of estimates in probability terms, usually expressing a range of possible values rather than a single number. Figure 2.1 is an example of a typical curve of estimates which represents the distribution of all possible estimates, given the ranges of all input variables. The curve shown indicates as a minimum expectation that more than 65 million cubic metres of oil are estimated to exist; that on average more than 150 million

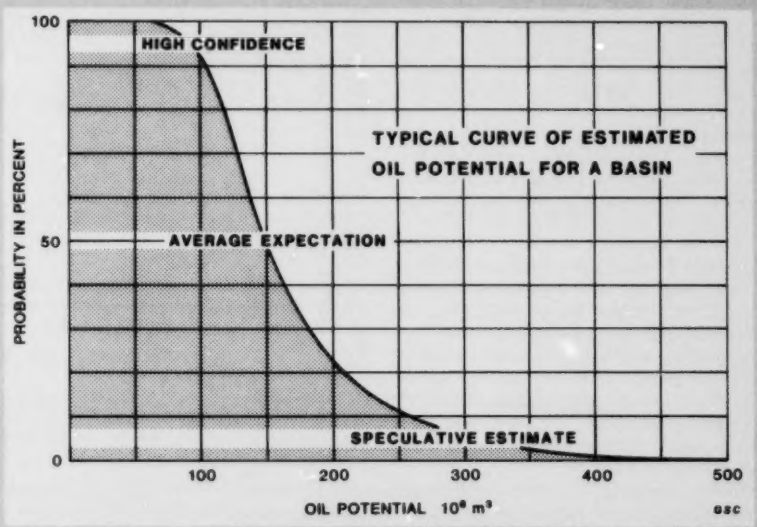


Figure 2.1 Estimate of oil potential for hypothetical basin (cumulative percent probability distribution). Bars indicate values cited in various resource tables

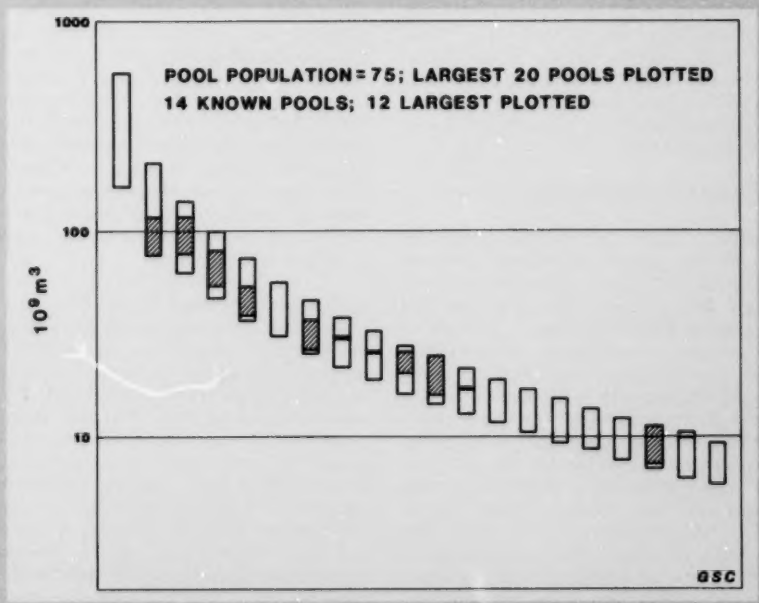


Figure 2.2 Hypothetical pool sizes of play ranked by size. Boxes represent 25 to 75 percent confidence limits. Shaded boxes represent known discoveries

cubic metres may exist; and there is no expectation of more than a value of 480 million cubic metres. As in the case of most real examples, this distribution curve is significantly skewed. Therefore in totalling a number of such curves, only the average expectations can be arithmetically summed. Statistical techniques must be used at other probabilities. There is only one real value for the potential of the basin of course, but it will not be known until the basin is totally explored and produced. The estimate curves change as new data become available and the range of possible values is reduced. For convenience in the report that follows, the full curves are not reproduced, but the three values indicated in Figure 2.1 are tabulated as representative of the current estimates.

In addition to estimates of basin potential, the operating methodology can produce an array of hypothetical pools with attached reservoir characteristics consistent with the input geology and data. One such array is shown in Figure 2.2 in which each bar represents the 25 to 75 percentage probability value for a single pool. This technique provides a useful comparison of predicted pool sizes against the actual results of exploration. In the example given, the discovered pools fit the prediction and suggest that the largest pool has not been found.

The same sets of hypothetical pools can be used also to simulate the results of exploration in terms of cumulative discovery per unit of exploratory drilling. The example shown in Figure 2.3 indicates that about 60 wells would be required to discover 15 billion cubic metres of gas in the basin illustrated. This type of data is particularly useful in the comparison of basinal or regional expectation and as a test of prediction against discovery history.

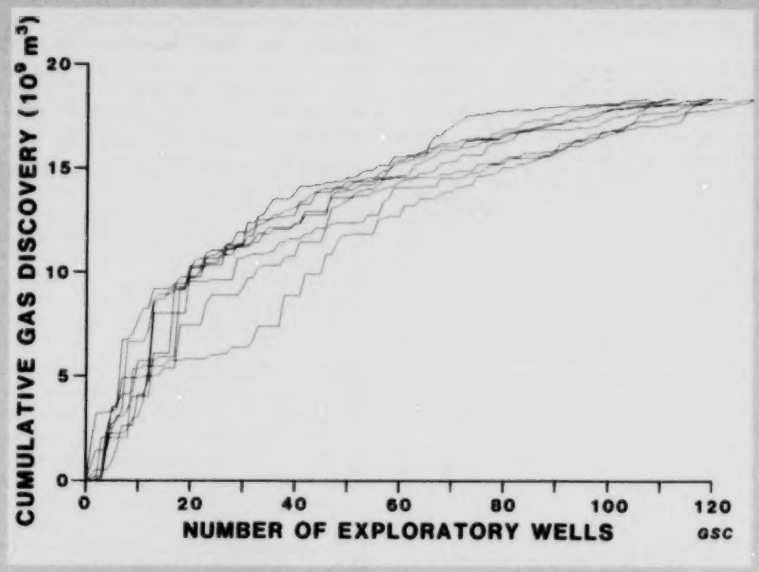


Figure 2.3 Hypothetical discovery model. Each line represents one computer simulation

Economic Considerations

It must be emphasized that these estimates of potential resources, described in terms of probability, are not to be regarded as reserves. In no sense can the estimates be regarded as assured supplies. Firstly, at the time of preparation of the estimate perhaps only a portion of the total resources had been discovered. Secondly, a complex set of economic factors combined with national priorities will determine future rates of discovery, development and production. Investors must be able to anticipate a competitive return, taking into consideration project specific risks. These include reservoir area, well productivity, distance from material supplies, labour, cost of environmental protection and many others. Some other factors include availability of markets at prices adequate to cover the costs of field development and operations. Depending on the point of sale, transportation, particularly from the frontier, can be a significant cost which the resource developer must be able to absorb out of project returns.

From a national perspective, sufficient benefits must be available from resource development, irrespective of private profitability, to justify the allocation of resources to their exploitation. In this regard, a number of quantifiable and non-quantifiable factors need to be considered. For example, environmental impacts can represent costs to Canada, whereas demonstration of technology with the associated research and development activities which take place can provide other significant benefits for Canada. Although such costs and benefits may not, strictly speaking, be of concern to the private investor they are very much a concern in managing publicly owned resources.

In Canada's conventional producing areas, where a history of development and production is present, assessment of overall economic viability and environmental impact is less complicated in comparison to frontier regions. This is not to say that such assessments can be routinely prepared for major projects in conventional regions. Such decisions require a good deal of effort on the part of the private sector, federal, provincial, municipal governments, regulatory bodies and other interested parties. In frontier regions, however, estimates of capital costs, operating costs, and transportation costs are tentative, bordering on speculative, at this time. Canada has no experience in commercial production and transportation from these areas, which are on the technological frontier in a harsh and sensitive environment.

The Department of Energy, Mines and Resources expects to continue to assess the economics of commercial oil and gas development in various areas of resource potential in an attempt to estimate that portion of potential resources which is likely to fall within the commercial threshold and contribute to Canada's future petroleum supplies. The resource estimates presented in this paper represent a basic data base for such work.

Acknowledgements

The authors have freely drawn on the work of a large number of geologists and on the published literature. Particularly useful sources of information have been supplied from the offices of the Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA), the National Energy Board (NEB), and individuals of the Institute of Sedimentary and Petroleum Geology (ISPG) and Atlantic Geoscience Centre (AGC), Divisions of the Geological Survey of Canada. Special thanks go to R. Conn of the Energy Sector of Energy, Mines & Resources who supplied the comments on economic considerations.

Completion of the report would have been impossible without the active participation of L. Mac Lachlan as production editor, and his staff of draftsmen, particularly J. W. Thomson and W. P. Vermette. Special thanks go to A. Foo who was responsible for the word processing.

PETROLEUM REGIONS OF CANADA

FEATURES

WESTERN CANADA SEDIMENTARY BASIN 11
- ALBERTA BASIN 13
- WILLISTON BASIN 15
- DEFORMED BELT 16
- NORTHERN BASINS 17

CORDILLERAN BASINS 19
- QUEEN CHARLOTTE BASIN 20
- TOFINO AND WINONA BASINS 21
- INTERMONTANE BASINS 22

BEAUFORT SEA-MACKENZIE DELTA 23
- SOUTH DELTA-TUK PENINSULA 25
- RICHARDS ISLAND-BEAUFORT SEA 26

ARCTIC ISLANDS 27
- ARCTIC STABLE PLATFORM 29
- ARCTIC FOLD BELT 30
- SVERDRUP BASIN 31

EASTERN CANADA OFFSHORE 32
- GEORGES BANK 34
- SCOTIAN SHELF 35
- GRAND BANKS (SOUTH) 37
- EAST NEWFOUNDLAND SHELF 38
- EAST NEWFOUNDLAND BASIN 39
- LABRADOR SHELF 40
- BAFFIN BAY 41

PALEOZOIC BASINS — EASTERN CANADA 42
- ST. LAWRENCE LOWLANDS 44
- HUDSON PLATFORM 45
- MARITIMES BASINS 46

PETROLEUM REGIONS OF CANADA

The oil and natural gas resources of Canada are evaluated on a systematic basis by the Geological Survey of Canada. This report summarizes the current estimates of quantities of oil and natural gas that already have been discovered along with those quantities that are inferred to exist but are not yet discovered. The analysis of resources is made for each of Canada's six petroleum regions (Figure 3.1) addressing both conventional and non-conventional resources with the emphasis on quantifying the undiscovered resources.

Canada is well endowed with natural resources, including oil and natural gas, because of the complex and varied nature of the geology of its landmass and adjacent flooded continental borders. Three major geological settings comprise the framework of Canadian geology. The most complex and oldest rocks are exposed in the vast central region known as the Precambrian Shield, and underlie the structurally stable region known as the craton. Although stable, the craton was covered by shallow seas throughout much of geological time. A thin veneer of sediments deposited in these seas on the craton and over its margins constitutes the sedimentary basins of Canada. Interactions of global tectonic plates resulted in the deformation of these sediments to produce mountain chains around most segments of the edge of the craton. The habitat of oil and natural gas exists primarily in the sedimentary cover of the craton and its margins as well as in those portions of the deformed rocks that have not exceeded the physical limits on preservation of contained hydrocarbons.

Four geological parameters; age (Figure 3.2), facies, structure, and thickness allow the organization of the sedimentary basins into six major petroleum regions. On the following pages of this chapter an attempt is made to inform the reader of the significant characteristics of each of these regions. For each region the initial pages carry a summary of the estimates of the discovered and undiscovered resources. For the reader interested in more detail concerning the geological setting of potential accumulations, a descriptive section is provided for each major element that comprises the region. These sections represent the synthesis of more extensive analyses that have been developed within the Geological Survey of Canada.

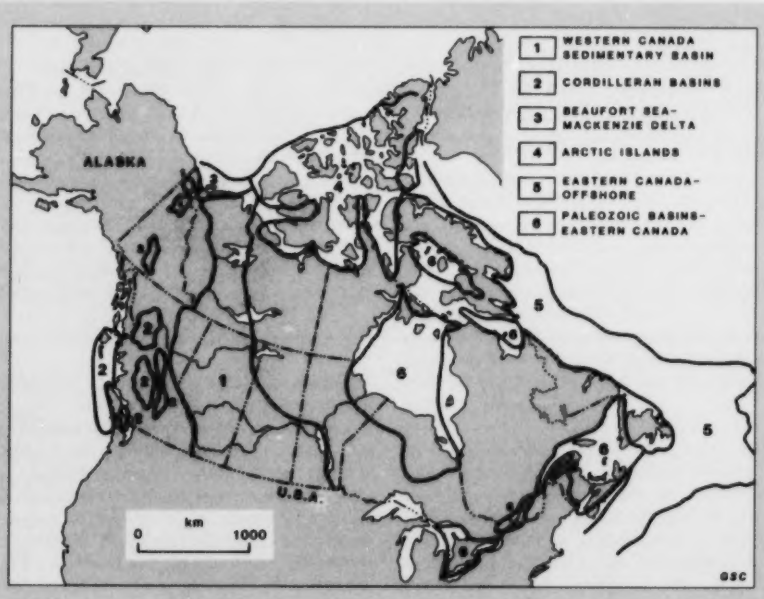


Figure 3.1 Canada's petroleum regions

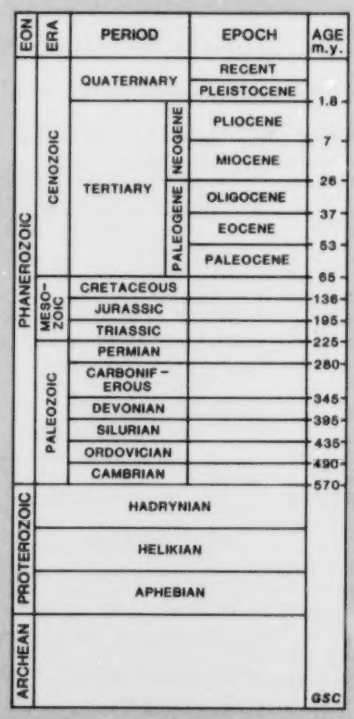


Figure 3.2 Geological time scale

WESTERN CANADA SEDIMENTARY BASIN

Introduction

The Western Canada Sedimentary Basin is a composite entity of two major westward-thickening, depositional wedges. The older wedge of late Proterozoic, Paleozoic, and early Mesozoic age was deposited on, and outboard of, the ancient North American craton in a passive margin tectonic setting. Both epeirogenic and eustatic events resulted in a number of cratonward converging unconformities, most apparent on the shallow platform, as well as controlled complex facies patterns of deposition of the various stratigraphic assemblages. The second wedge of late Mesozoic and Tertiary age records the change from a passive margin tectonic setting to one of active subduction. The collisions (often oblique), and episodic accretion of arc complexes and small composite terranes tectonically transported the outboard segments of the first wedge upwards and onto the older craton. The tectonic telescoping and thickening of this outer wedge depressed the crust, creating the migrating foredeep to receive the sediments of the clastic wedge eroded from the rising mountains.

Reserves

The remaining recoverable established reserves of oil and gas for the Western Canada Sedimentary Basin are listed in Table II. Oil reserves are concentrated in reservoirs of Devonian age (more than 60% of total) with Cretaceous strata containing about 25% of the total. In part this reflects the better recovery factor of lighter gravity oils from the reef fields (about 45%) compared to a broad range of light to heavy oils of the Cretaceous with an average recovery factor of less than 20%. Oil reserves listed do not include the heavy oils of the Lloydminster type that straddle the Alberta-Saskatchewan border (see Non-Conventional Resources, p. 48). However some heavy oil reserves located south of Lloydminster which are being produced conventionally, are included here.

Estimates of reserves prepared by different agencies commonly vary. This variation reflects different views on the extent and ultimate performance of individual reservoirs, as well as the extent to which proposed secondary and tertiary recovery process expectations have been incorporated. The values for oil reserves listed in Table II exclude enhanced oil reserves that are not fully demonstrated as to technical and economic performance.

Figure 3.3 Basin fill map of Western Canada Sedimentary Basin. Contour interval in kilometres (after McCrossan and Porter 1973)

Almost half of the gas reserves occur in Cretaceous reservoirs, with Carboniferous and Devonian fields accounting for about 20% each. Sour gas with high hydrogen sulfide content is common in Paleozoic fields in Western Alberta, northeastern British Columbia and the Foothills Belt. More than 80 million tonnes of sulphur have been

produced and remaining reserves of sulphur exceed 120 million tonnes. About 10% of remaining reserves of gas occur at shallow depth in relatively poor quality reservoirs at low pressure. Reserves listed in Table II do not include gas trapped in very "tight" reservoirs of the "Deep Basin" of Western Alberta (see Non-Conventional Resources), Table II, however does include reserves that occur in conventional reservoirs within the same area, such as the giant Elmworth Field.

Ethane and Natural Gas Liquids (NGLs) have not been included in Table II but recent estimates indicate remaining gas reserves could also contain more than 300 million cubic metres of ethane and more than 320 million cubic metres of NGLs (propanes, butanes, and pentanes plus).

Potential

The oil and gas potential estimated to exist in the basins of Western Canada are listed in Table III. Although many of the exploration plays for this region are in a mature stage of exploration, several will continue to generate new discoveries. These will tend to be individual pools smaller than those already found and will require a greater level of exploratory effort. New plays and major extensions of existing plays are expected to add most to future discoveries. In spite of the control provided by drilling data, there are still large areas in which deep drilling is so sparse that traps of significant size could have been missed. This is particularly true in south-central Williston Basin, most of southern Alberta and much of west-central Alberta — British Columbia. Geological-geophysical models require refinement for exploration in the prospective Middle Devonian through Carboniferous sequences around the Peace River Arch, the Disturbed Belt in general, and southeastern British Columbia. The Devonian Deep Basin as well as Leduc and Nisku reef patterns on the plains are still not completely understood but will probably yield large to moderate discoveries from traps as yet unseen beneath carbonate shelves that mask the geophysical signals. Future discoveries may include many subtle traps that can best be located by careful reconstruction of the geological history, intensive seismic interpretation, modelling, hydrodynamic considerations and more closely spaced drilling.

Economic and Environmental Considerations

Activity in this area has been primarily in the Alberta Basin where exploration has yielded large discoveries of high quality light oil and heavy oil as well as large quantities of natural gas. Hydrocarbon bearing formations have been found at shallow (1000 metres) to medium (2500 metres) depth. Many of the formations in Northeast B.C. contain sour natural gas which requires additional treatment. The major constraint to future activity is the current lack of natural gas markets.

The Foothills area has higher cost drilling due to higher logistics costs, greater drilling depth, and hard rock formations. Natural gas in the Foothills area tends to be sour, requires special processing, and formations tend to require fracturing. Future activity will be restricted due to the lack of natural gas markets.

Activity in the Northern Basins has not been as intensive as in other areas of Western Canada, with exploration centered around Norman Wells. Some environmental hazards are encountered due to discontinuous permafrost resulting in higher costs.

Comparative drilling costs for parts of Western Canada in 1983 dollars per metre are:

Alberta Basin	$250-300
Williston	$250-300
Disturbed Belt	$550-700
Northern Basins	$250-300

TABLE II
ESTABLISHED REMAINING RESERVES

	OIL 10^6m^3	GAS 10^9m^3
Alberta Basin	600.3	1827.1
Williston Basin	108.4	47.6
Disturbed Belt	0.8	226.6
Northern Basins	44.2*	9.3*
TOTALS	753.7	2110.6

* These values represent fields that are not yet fully delineated, and should be considered as best current estimates of discovered resources rather than established reserves.

TABLE III
OIL AND GAS POTENTIAL (RECOVERABLE)

OIL POTENTIAL (10^6m^3)	High Confidence	Average Expectation	Speculative Estimate
Alberta Basin	160	398	580
Williston Basin	32	95	292
Disturbed Belt	5	15	65
Northern Basins	14	85	415
TOTAL	*234	593	*1210
GAS POTENTIAL (10^9m^3)	**High Confidence**	**Average Expectation**	**Speculative Estimate**
Alberta Basin	1120	1817	3764
Williston Basin	85	107	183
Disturbed Belt	255	425	1305
Northern Basins	42	155	820
TOTAL	*1544	2504	*4930

* These numbers do not add arithmetically but must be summed using statistical techniques

ALBERTA BASIN

Area 880 000 square kilometres, extending from the 49th parallel to the Tathlina Arch, and from the eastern limit of the disturbed belt eastward to the Precambrian Shield and southwestward to the Sweetgrass Arch.

Geology This Basin which thins from six kilometres near the disturbed belt to a zero edge at the Precambrian Shield consists of two westward thickening sedimentary wedges. The first of mainly Paleozoic rocks was sourced from the east and is dominated by marine carbonate rocks. The second consists mainly of non-marine clastic rocks, derived from the west and of Mesozoic-Cenozoic age.

Earliest Paleozoic rocks consist of Cambrian sandstones, shales, and siltstones, derived from the shield and spread westward over the relatively low relief craton. Ordovician and Silurian deposition consisted largely of shallow water marine carbonates reflecting the most extensive marine transgression of the Phanerozoic, which at its maximum extent in the Late Ordovician, covered most of the North American craton. By the beginning of Middle Devonian time the central Montana Uplift, the Western Alberta Arch, Peace River Arch and the Tathlina Arch were all positive features from which much of the lower Paleozoic rocks had been stripped. The presence of the arches controlled the facies distribution and thickness of sediments from Middle Devonian through Carboniferous time, as transgressive seas encroached from northwest to southeast instead of from the west as earlier. The arches shed sands into the transgressive Devonian deposits and collectively restricted sedimentation to form massive Middle Devonian (Eifelian) salt deposits. The northwest margin of the basin was controlled by a massive reef barrier (Keg River) limiting the southern encroachment of normal marine waters. In successively younger Devonian units there was a progressive southward shift of the barrier reefs and progressively smaller associated salt basins. Frasnian deposition transgressed the Western Alberta Arch and Famennian deposits finally transgressed the crest of the Peace River Arch, re-establishing the marine connection between the cratonic platform and the adjacent continental shelf.

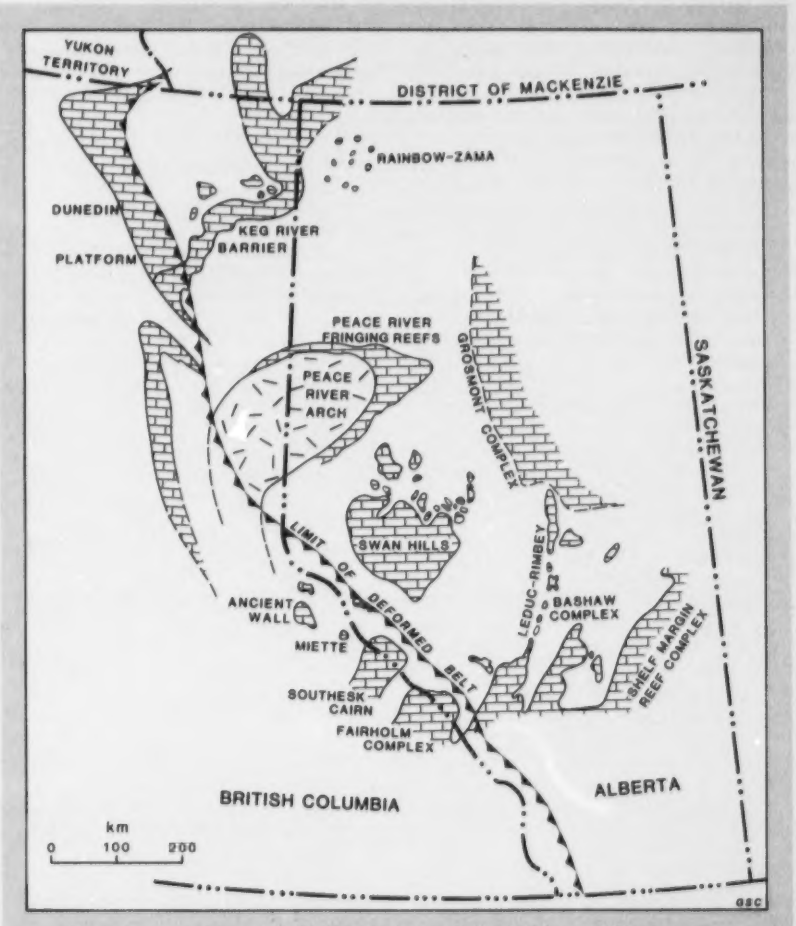


Figure 3.4 Map of major Devonian reef, bioherm, and biostrome complexes. Positions west of deformed belt palinspastically restored

Earliest Carboniferous sedimentation is recorded throughout the basin by a thin dark brown to black, highly organic shale (Exshaw), one of the most persistent markers in the sedimentary column. Overlying shales give way to widespread shallow-water marine carbonates through most of the Early Carboniferous which closed with a series of sandstones and siltstones marking reactivation of most cratonic arches. The Peace River Arch reversed itself in the Early Carboniferous and was moderately subsident; during Late Carboniferous and Permian time it was the site of local foundering where more than 0.6 kilometres of section are preserved in a series of grabens. Most of the basin was emergent at the close of the Permian. An early Triassic transgression resulted in a sequence of dark shales, overlain by phosphatic shales and a regressive sandstone (Halfway) of Middle Triassic age. The Late Triassic consists of shallow water evaporitic carbonates and anhydrites overlain by thick bioclastic limestones. Much of the Triassic was removed by pre-Jurassic erosion, and uppermost units are present only in northeastern British Columbia.

Lower and Middle Jurassic rocks are mainly marine shales, with minor sandstones which are transitional to Upper Jurassic non-marine sandstones and shales of the Kootenay and Nikinassin formations. This marks the beginning of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary "wedge" that formed in response to orogenic activity to the west. Uplift supplied continental sediments that spread eastward across the basin at about the same time that marine seaways advancing from the north and south joined to form a narrow seaway extending from the Arctic to the Gulf of Mexico in the middle Cretaceous. Renewed orogenic activity in Late Cretaceous and Paleocene resulted in extensive non marine clastic sediments that covered the entire basin.

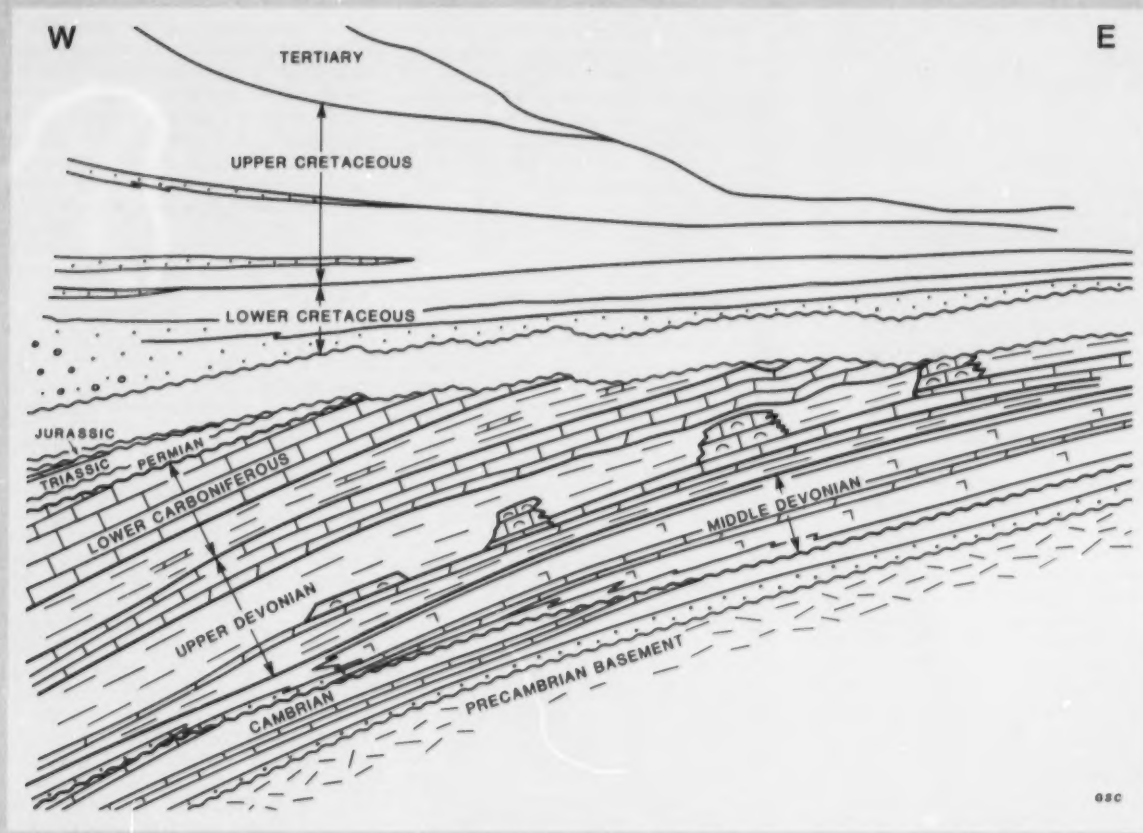


Figure 3.5 **Generalized stratigraphic section of Alberta Basin. Figure separated to emphasize the Foreland Basin**

Drilling History The first commercial gas field was discovered in 1904 at Medicine Hat in Upper Cretaceous rocks. Major exploration for oil followed the Devonian Leduc reef discovery in 1947. In total, more than 100,000 wells have been drilled in the basin.

Potential Source Rocks Potential source rocks are abundant throughout the section, particularly the dark shales of the Devonian, Carboniferous and Mesozoic. Thermal maturity ranges from immature in the shallow gas areas of the northern and eastern parts of the basin, to overmature in the deeper parts of the basin adjacent to the disturbed belt.

Potential Reservoir Rocks Good quality reservoir rocks are common throughout the section. Traditionally, the most important reservoirs have been the biogenic carbonates of the Devonian (bioherm and biostrome complexes of Figure 3.4); the subcrop edge of Devonian and Carboniferous units at the pre Jurassic unconformity; and the extensive basal and transgressive-regressive sandstones of the Cretaceous. Other prolific reservoir units include the Paleozoic transgressive sands surrounding the Peace River Arch and Triassic carbonates of northeastern British Columbia.

Known and Potential Hydrocarbon Occurrences More than 9,000 gas and 3,000 oil pools are identified within the Alberta Basin. Remaining established reserves are estimated to be 600 million cubic metres of oil and 1827 billion cubic metres of gas. Production to date has been approximately 1400 million cubic metres of oil and 1000 billion cubic metres of gas. For oil, about 65% of the reserves are in Devonian reservoirs and over 20% in the Cretaceous. For gas, about 50% of the reserves have been found in Cretaceous reservoirs and about 35% in the Devonian. Potential oil and gas occurrences are estimated to occur throughout the section but greatest opportunities will be in deeper (and older) rather than shallow horizons.

WILLISTON BASIN

Area Approximately 565 000 square kilometres (Canadian portion of Basin).

Geology The Williston Basin consists of relatively unstructured Paleozoic clastic and carbonate rocks largely derived from the Precambrian Shield that were beveled at the close of Paleozoic time, overlain by the westward derived Cretaceous-Tertiary clastic wedge. The basin was established by Middle Ordovician time when a series of cratonic arches rose to circumscribe the basin. Early sediments are clean Cambro-Ordovician sandstones derived from Cambrian sandstones from those arches as well as from Proterozoic sandstones from the Canadian Shield. Widespread thin, shallow-water shelf carbonates dominate the section from Late Ordovician to Late Silurian, extending from the Shield to central Montana. These rocks subsequently were deeply eroded in pre-Middle Devonian time due to strong uplift of surrounding arches, producing the prominent north facing Meadow Lake Escarpment (250 m high) which acted as a barrier in front of which thick salt deposits of Middle and Late Devonian age were deposited. Latest Devonian and Early Carboniferous successions consist of restricted euxinic shales overlain by open marine calcareous shales and limestones. The limestones that are crinoidal in the western part of the basin grade eastward to an evaporitic facies of dolomite and anhydrite. By the close of Carboniferous time, the evaporitic sequences extended to the centre of the basin. During Permian, Triassic and Early Jurassic time, the basin was isolated by uplift of its bordering cratonic arches and eroded at the margins. During this period the Sweetgrass Arch became prominent, effectively separating the normal shallow-water marine sedimentation of the Alberta Basin from the restricted red beds and minor salt deposits of the Williston Basin.

Since Late Jurassic the synorogenic clastic wedge spread eastward across all of the Western Canada Sedimentary Basin, initially with non-marine to marine shale and sandstone sequences; giving way to essentially non-marine clastic facies of the Paleocene to complete the depositional history of the basin.

Drilling History Although more than 20,000 wells have been drilled in the area, they have been concentrated in the producing areas. Much of the prospective area has yet to be tested by drilling.

Potential Source Rocks Winnipeg, Bakken, Exshaw, Jurassic and Cretaceous shales.

Potential Reservoir Rocks Potential reservoir rocks are common throughout the section including Cambro-Ordovician sandstones, Early Carboniferous carbonates of eastern and central parts of the basin, and Jurassic-Cretaceous sandstones.

Known and Potential Hydrocarbon Occurrences The most important oil accumulations are associated with the eroded Carboniferous subcrop belt of southeastern Saskatchewan and in southwestern Manitoba where more than 120 pools contain over 300 million cubic metres of recoverable oil. Major fields include Weyburn, Midale, and Steelman. The second most important group of fields produce gas and oil from Middle Jurassic Shaunavon and upper Jurassic-basal Cretaceous Roseray and Cantuar Formations, in a 200 kilometre long belt in southwestern Saskatchewan. These deposits are combined stratigraphic-structural traps associated with the western margin of the basin. Oil production is obtained also from Bakken sandstones. Extensive, shallow, low pressure gas reserves and potential occur along the western margin of the basin in Milk River - Medicine Hat sands. The most recent oil discoveries have been in southwest Manitoba where red beds of Triassic-Jurassic age overlie the Carboniferous subcrop (Waskada field).

Additional potential is anticipated in lower Paleozoic sandstones and dolomites, Devonian carbonates, as well as in the established reservoir units.

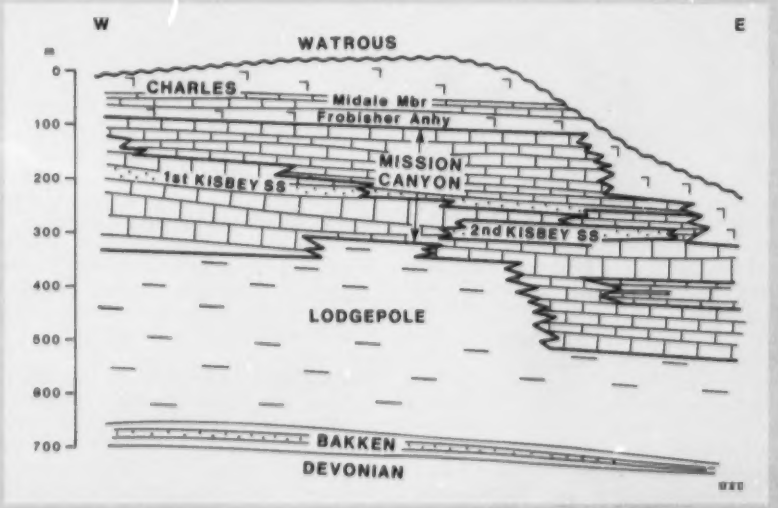


Figure 3.6 Detailed facies relationships of the Carboniferous stratigraphy of the Williston Basin that will result in stratigraphic traps (after Edie 1958)

DEFORMED BELT

Area 193 000 square kilometres, approximately 40 000 square kilometres in the Foothills in a linear belt extending 1000 kilometres northerly from the United States border at Waterton to the Southern District of Mackenzie.

Geology Like the adjacent plains, the stratigraphic record of the Deformed Belt consists of two westward thickening sedimentary wedges. The older, dominantly marine, Paleozoic and early Mesozoic wedge is the continuation of that of the adjacent plains. However, it contains the transition from platformal sediments of the plains to the equivalent, though much thicker successions of the miogeocline. Additionally much of the succession missing at unconformities in the plains is still preserved in the Deformed Belt permitting a fuller reconstruction of the paleogeography. The second major wedge of late Mesozoic and Cenozoic age constitutes the clastic wedge shed eastward into a migrating foredeep that formed in response to the loading imposed by the rising and telescoping of the mountains. Much of the earlier deposits of the clastic wedge were themselves cannibalized and redeposited into younger, eastern parts of the foredeep. Structurally, the Disturbed Belt consists of two major elements, the Rocky Mountains and the Rocky Mountain Foothills. Only the latter has seen significant exploration activity. Structures are typical of "thin-skinned" deformation, nevertheless, regionally a wide variety of styles are developed within that framework. Imbricate thrusts dominate the southern area (Figure 3.7) whereas blind thrusts and folds (Figure 3.8) are dominant in the northern areas.

Drilling History The first oil well drilled in Western Canada was drilled in 1902 at Oil City which is now within Waterton National Park. Since then numerous major oil and gas fields have been discovered from Waterton in the south to Beaver River in the northern part of the belt. The belt nevertheless has not been intensively drilled because exploration is expensive, seismic difficult, and most of the gas is sour, corrosive, and environmentally hazardous.

Potential Source Rocks Dark marine shales of Devonian and Mississippian age are the major source rocks in the south. A variety of similar Paleozoic and Mesozoic rocks occur in the north. Current maturation studies suggest the possibility of lesser levels of maturity in the western portions than has been conventionally accepted.

Potential Reservoir Rocks The main reservoir rocks occur in Mississippian and Cretaceous sequences in the south whereas major Devonian and Triassic reservoirs occur as well in the northern Foothills. Porosity is commonly reduced because of deeper burial, however, fractured reservoirs are common.

Known and Potential Hydrocarbon Occurrences The remaining established reserves are 226.6 billion cubic metres of gas and 0.8 million cubic metres of oil. Because much of the gas is sour and must be processed, sulphur has become a significant commercial byproduct. Compared with the other parts of the Western Canada Sedimentary Basin, the Disturbed Belt has a very low drilling density, many plays remain untested.

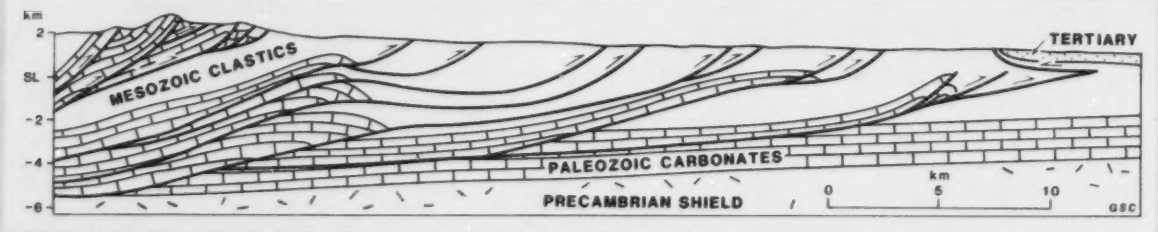


Figure 3.7 Generalized structure section of southern Alberta Foothills. Thrusting dominates folding (after Bally *et al* 1966)

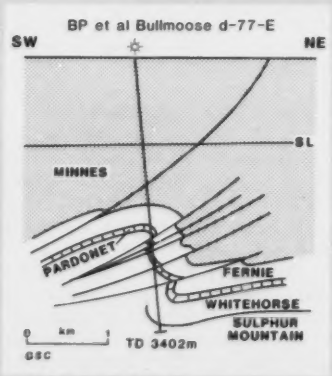


Figure 3.9 Structure section, Bullmoose Field, Northeastern British Columbia (after Barss and Montandon 1981)

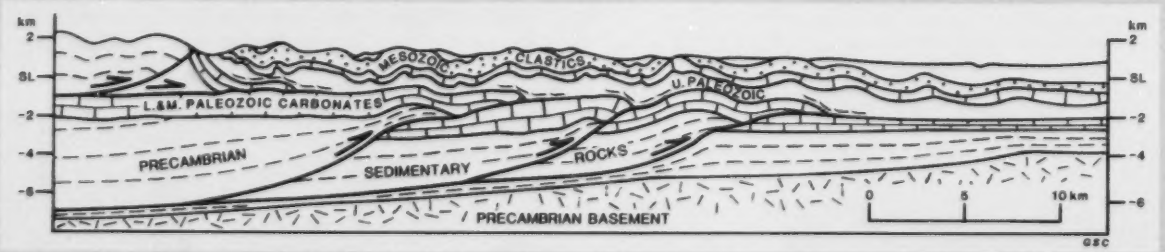


Figure 3.8 Generalized structure section of northern British Columbia Foothills. Blind thrusts and folds dominate

NORTHERN BASINS

Area Approximately 490 000 square kilometres. About 30 000 square kilometres of this total lies west of the Richardson Mountains in the Eagle Plain and Old Crow Basins.

Geology The northern extension of the Western Canada Sedimentary Basin is usually discussed as a series of separate basins or physiographic regions (Figure 3.10). These include the Anderson Plain, Mackenzie Plain, Peel Plain and Peel Plateau, plus the Eagle Plain and Old Crow Basins to the west of the Richardson Mountains. However, in simple terms, the whole area is somewhat analogous to the Alberta basin, in that the total section consists of two major wedges of sedimentary rocks separated by a major unconformity surface.

The lower wedge consists of platformal rocks, dominantly marine carbonates, which persist from Early Cambrian through Middle Devonian. This carbonate and shale sequence, which is broken by several regional unconformities, was derived from the Precambrian Shield and thickens to about 3000 metres at the outboard margin of the craton. Lower Cambrian deposits are widespread in the Peel Plateau area. In deeper parts of the region (Figure 3.11), the carbonate sequences pass laterally into black graptolitic shales. Middle Devonian reefs (Figure 3.12) were developed in the Mackenzie Plain area and in the Eagle Plain Basin. Upper Devonian rocks of the Eagle Plain Basin include clastics shed from uplifts to the north with deposition continuing into the late Paleozoic time. Elsewhere, late Paleozoic rocks are largely missing or were not deposited since most of the area was above sea level. Late Jurassic marine shales mark the beginning of a major transgression, and thick Lower Cretaceous basal sandstones and shales are present over much of the area. Upper Cretaceous and Tertiary rocks, that were derived mainly from Laramide uplift to the west and south were mainly removed as the Mackenzie River drainage system developed.

Drilling History The earliest drilling resulted in the discovery of the Norman Wells oil field in 1920. Since then about 150 wells have been drilled in the area, most of them since 1960. There are 24 wells drilled in Eagle Plain Basin but none in the Old Crow Basin.

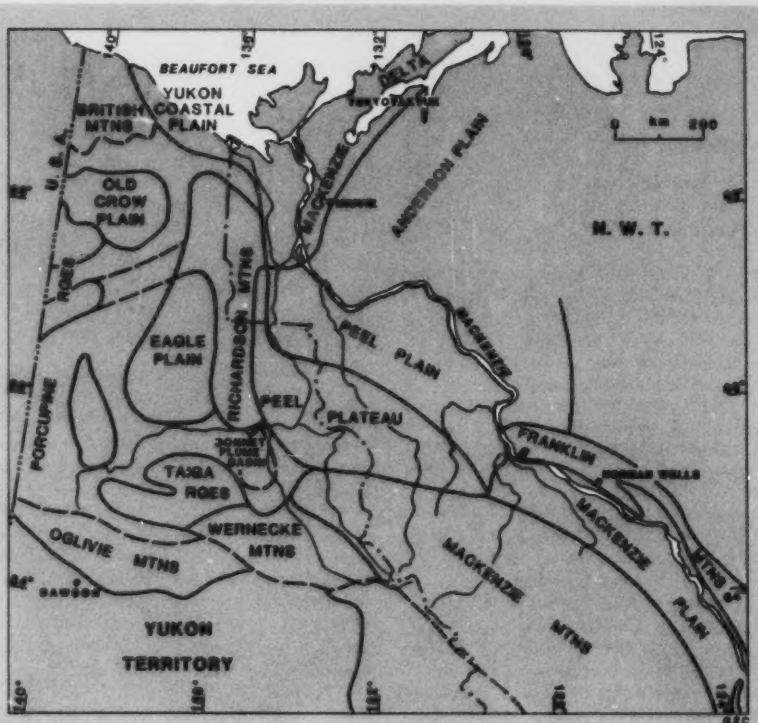


Figure 3.10 Physiographic subdivisions of the Northern Basins (after Kunst 1973)

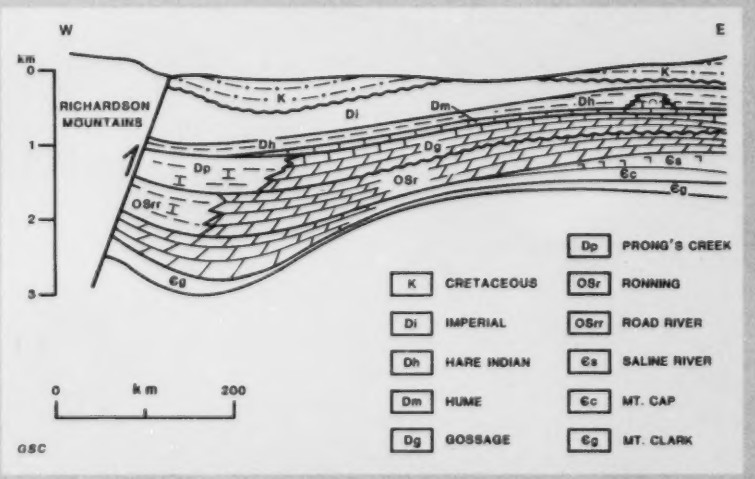


Figure 3.11 Schematic stratigraphic section across Peel Plateau (after Kunst 1973)

Potential Source Rocks Potential source rocks exist in shales of both Paleozoic and Cretaceous age, including the Ordovician to Devonian graptolitic shales and bituminous shales of the Middle and Upper Devonian. Proterozoic shales also may provide hydrocarbons in the Peel Plateau area.

Potential Reservoir Rocks The most prospective reservoir rocks have been the biohermal facies of Middle Devonian age. Several sandstones of Cambrian, Carboniferous, Permian and Cretaceous age are also potential reservoir rocks.

Known Hydrocarbon Occurrences The Norman Wells oil field is the largest discovery in the region and is estimated to contain about 40 million cubic metres of recoverable oil. There have been two gas, and one gas and oil discoveries in Carboniferous sandstones in the Eagle Plain Basin. At Tedji Lake, a gas discovery in Cambrian sandstones is estimated to contain about 2.5 billion cubic metres.

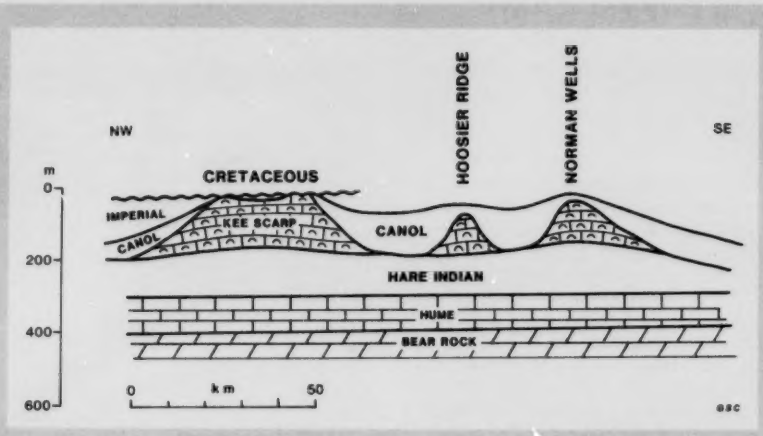


Figure 3.12 Stratigraphic relationships of the Devonian Kee Scarp reefs

CORDILLERAN BASINS

Introduction

Recent concepts envisage the Cordillera as the product of continental collision between North America and at least two other terranes. Docking of these exotic terranes during Jurassic and Cretaceous time produced the sutured tectonic welts of metamorphic and plutonic rocks that subdivide the Cordillera and produced the tectonic telescoping and thickening of the Rocky Mountain deformed belt. Thus the later Mesozoic and Tertiary successor basins of the Intermontane region are underlain by varied sequences that originated outside of the North American paleogeographic context.

Unlike the other coastal regions of Canada, the West Coast is a tectonically active plate margin where subduction and large scale translation of the earth's crust has, and is taking place. The British Columbia Offshore region is located in the Insular Tectonic Belt which like most of British Columbia is composed of allocthonous terranes that have been accreted to the western margin of the ancestral North American Plate. Prospective areas for petroleum occur in sedimentary sequences that were deposited as portions of the exotic terranes prior to accretion; in melange and foredeep assemblages in response to collision and suturing; and in postsuturing basins in response to continued subduction.

Reserves and Potential

No reserves have been discovered in this region, and estimates of potential have not yet been prepared for the Intermontane Basins. Based on limited available geochemical evidence, the Intermontane Basins are considered unlikely to contain significant oil potential. The thermal metamorphism associated with these basins suggests that relatively small quantities of dry gas potential may exist, although other authors have estimated that about 150 billion cubic metres of gas potential might be appropriate.

TABLE IV
OIL AND GAS POTENTIAL
WEST COAST OFFSHORE

	High Confidence	Average Expectation	Speculative Estimate
OIL POTENTIAL ($10^6 m^3$)		50	110
GAS POTENTIAL ($10^9 m^3$)	40	270	760

For the westcoast offshore basins, estimates of potential are listed in Table IV. The more prospective areas for petroleum are located primarily on the Wrangellia Terrane with local overlap onto portions of the Alexander Terrane to the north, and the Olympic and Pacific Rim Terranes to the south. Two large sedimentary basins are known — the Queen Charlotte Basin lying between the Queen Charlotte Islands and the Mainland, and the Tofino Basin lying off the west coast of Vancouver Island. There is also the small Winona Basin on the continental slope off northern Vancouver Island, and the larger though shallow Nanaimo Basin lying between Southern Vancouver Island and the Mainland. The Tertiary sections of both Queen Charlotte and Tofino basins have been tested by a number of wells but with no success. Due to environmental constraints there has been no drilling in the offshore since 1969. Many of the play concepts, particularly those conceived to be beneath the Tertiary sedimentary cover, have yet to be tested by drilling, therefore the estimates presented here reflect a high degree of uncertainty common to many frontier areas.

QUEEN CHARLOTTE BASIN

Area The region comprises approximately 50 000 square kilometres, and includes the areas underlying Queen Charlotte Sound, Hectate Strait and Dixon Entrance on the continental shelf out to a depth of water bounded by the 200 metre isobath.

Geology Above an economic basement of Triassic age Karmutsen volcanics is a thick, mainly marine sequence of volcanoclastic sands, shales, limestones and siltstones of Jurassic age. Faulted, folded and locally eroded, they are overlain by clastics of both Early and Late Cretaceous age. Both sequences were again subjected to faulting and folding in Late Cretaceous time. Thick volcanics of the Masset Formation unconformably overlie the succession in the northwest and interfinger laterally with the lower part of the thick Tertiary clastics. A major depocentre of the post-suture sediments of the Miocene Skonun Formation overlies a rift in southern Queen Charlotte Sound where sediment thicknesses of 4500 metres are reported.

Drilling History In 1915, British Columbia Coal Company drilled a shallow (490 m) well on Graham Island. Royalite drilled the onshore Queen Charlotte well (1006 m) in 1950. Richfield drilled six onshore shallow (all less than 2500 m) wells on Graham Island during 1958-1961. Between 1967 and 1969, Shell Canada drilled fourteen offshore wells testing Tertiary plays, eight of which were located in Queen Charlotte region.

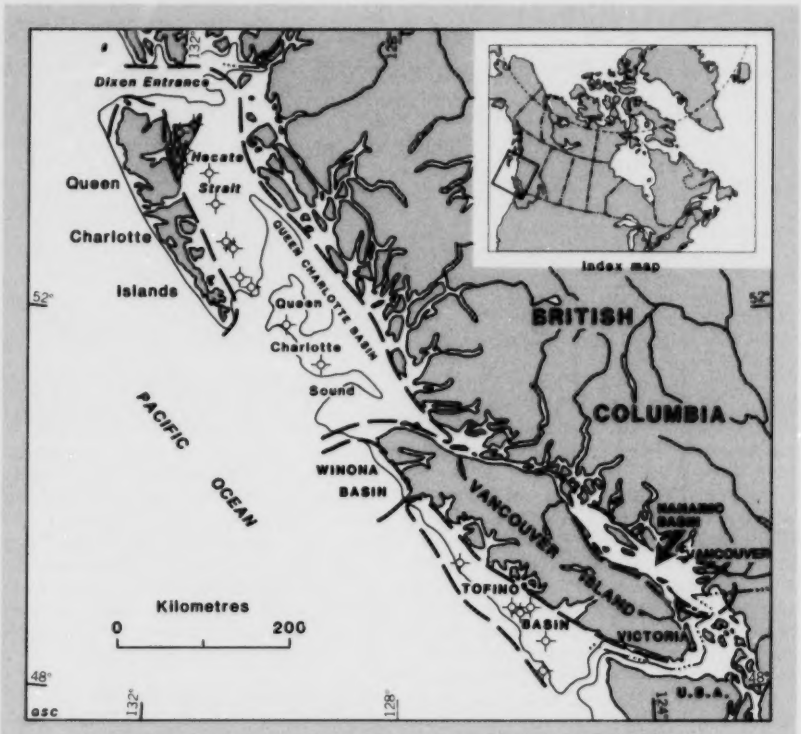


Figure 3.13 Location map of west coast British Columbia basins

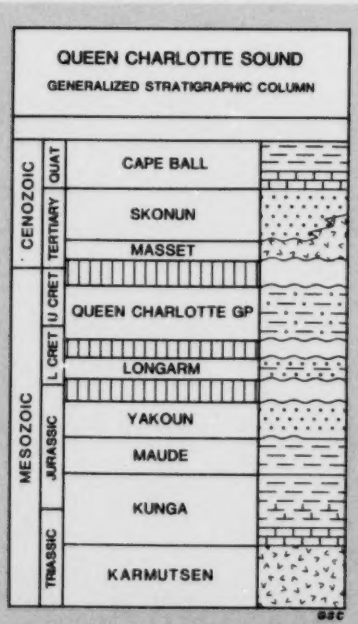


Figure 3.15 Queen Charlotte Sound

Potential Source Rocks Organic rich shales of the Jurassic Kunga and Maude Formations are known to have generated oil, some of which has migrated from the source beds. Carbonaceous marine shales are known to occur in the Cretaceous Queen Charlotte Group. Within the Tertiary sequences lignites occur in the Skonun Formation. however, most of the Tertiary section is considered to be thermally immature.

Potential Reservoir Rocks Sandstones are common in much of the pre-Cretaceous allocthonous and suture assemblages, however many are volcanoclastic in origin with consequent restricted porosities and permeabilities. The Cretaceous sequence contains several good clean marine sandstones. Tertiary sandstones have good measured porosities but the feldspar rich sandstones have variable to poor permeabilities.

Known Hydrocarbon Occurrences Oil staining was reported from the offshore Sockeye B-10 well. Gas was flared from an early (1915) onshore well in the Queen Charlotte Islands. Tar filled vesicles occur in the Masset volcanics and also in the Middle Jurassic Yakoun Formation.

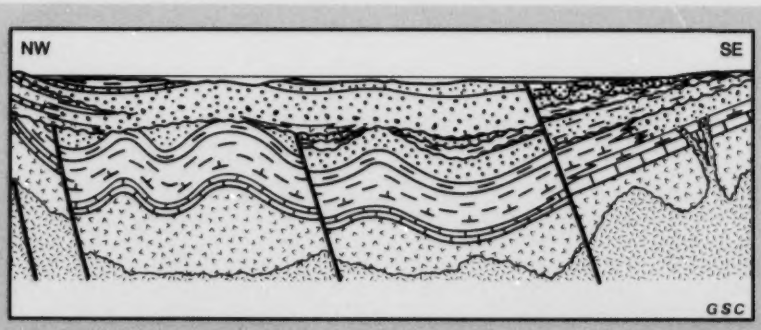


Figure 3.14 Schematic stratigraphic section across Queen Charlotte Sound

TOFINO AND WINONA BASINS

Area The Tofino Basin underlies an area of the continental shelf and slope off Vancouver Island of approximately 9000 square kilometres inboard of the 200 metre isobath (Figure 3.13). The Winona Basin underlies an area of the continental shelf and slope off northern Vancouver Island of approximately 5000 square kilometres most of which lies outboard of the 200 metre isobath.

Geology Thick (4000 metres) sections of low velocity sediments have been identified by seismic profiling in both the Tofino and Winona Basins. Drilling in the Tofino Basin has confirmed the late Tertiary age of these sediments. The sediments unconformably overlie early Tertiary and Mesozoic deformed volcanic, plutonic, and sedimentary rocks. The Neogene sediments form a relatively undeformed wedge which thickens seaward from Vancouver Island to the base of the continental slope. The sediments include mainly marine, poorly consolidated, calcareous mudstones and minor siltstones of Miocene to Pliocene age. Sandstones occur near the base of the succession. Large low amplitude structures occur, that are products of both subduction related tectonics and, or as a gravity induced response to overpressuring and diapiric movement of the shales.

The thick sediments of the Winona Basin have not yet been penetrated by drilling, as the major portion of the basin occurs beneath very deep water. Mudstone, sandstone conglomerate and minor coal have been dredged from canyon walls of the continental slope above the main portion of the Basin. The sediments form a wedge dipping seaward under the continental shelf and slope, outboard of which, they are downfaulted into very deep water. Deformation in the deep water segment of the basin is seen on seismic near the base of the slope and beneath Winona Ridge located in deep water 110 kilometres offshore (See Figure 3.18)

Drilling History Shell Canada drilled six offshore wells testing the Tertiary sediments of Tofino Basin in the period 1967 to 1969. Recently there has been a moritorium on drilling in the waters offshore of British Columbia because of environmental considerations.

Potential Source Rocks Good source rocks have yet to be identified in the Neogene succession. All the fine clastics are light grey colored, organic poor mudstones.

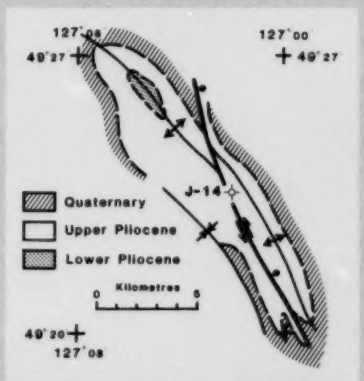


Figure 3.17 Exposed sea-floor structure, Apollo anticline (after Yorath 1980)

Potential Reservoir Rocks Good porosity and permeabilities have been measured in the sidewall cores from the exploratory wells. The better reservoir sandstones occur near the bottom of the succession.

Known Hydrocarbon Occurrences Minor gas shows were encountered in shallow zones in the Pluto I-87 and Prometheus H-68 wells in the Tofino Basin. Gas logging obtained relatively high methane values and C_2 through C_5+ values generally increased in the deeper and older Tertiary sediments.

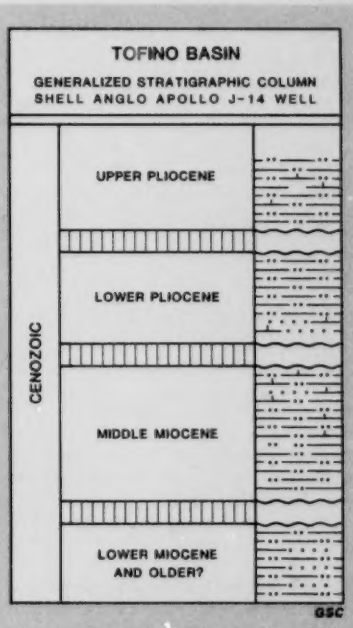


Figure 3.16 Tofino Basin

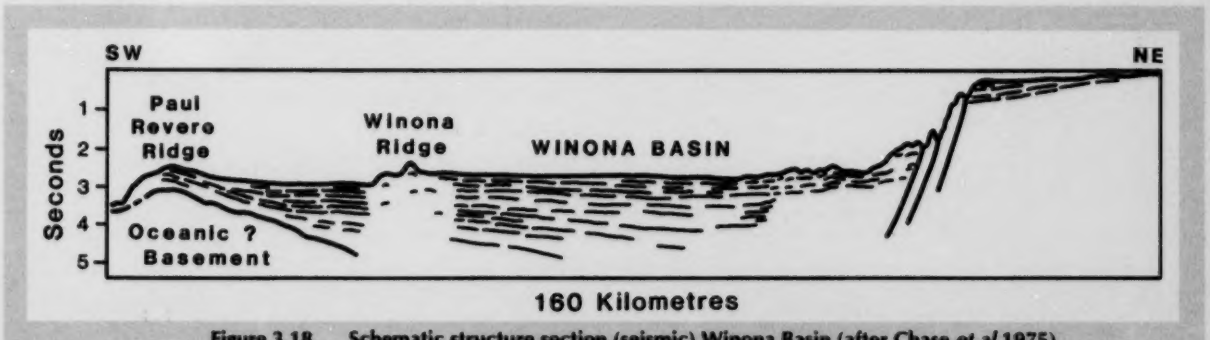


Figure 3.18 Schematic structure section (seismic) Winona Basin (after Chase *et al* 1975)

INTERMONTANE BASINS

Area 240 000 square kilometres; distributed among four major basins (Figure 3.19), the Whitehorse, Bowser, and Nechako Basins (including the Tyaughton Trough) and the Quesnel Trough.

Geology Lower Paleozoic carbonates and equivalent deep water siliceous shales overlie altered volcanic assemblages in most of the Intermontane Basins and contain exotic faunas relative to North America. Commonly overlain by Triassic carbonates and arc-type volcanics which also have been interpreted as exotic, they are, in turn, overlain by Jurassic synorogenic clastics believed to be the product of the accretionary collision. Another generation of coarse clastics of middle to Late Cretaceous age is the result of a second major accretion of terranes to the western margin of North America. The basins were strongly folded and faulted during each accretionary event. Total thickness of the sediments may have exceeded 12 000 metres prior to structural elevation and erosion in some of the basins. Late Tertiary to Recent volcanism has capped the Nechako Basin (Figure 3.20) obscuring the underlying geology.

Drilling History One well has been drilled in the Bowser Basin and four wells drilled in the Nechako Basin. Other basins are untested.

Potential Source Rocks Most of the basins contain coals or carbonaceous sandstones and the sediments are thought to contain mainly terrestrially derived organic material. All demonstrated very high levels of thermal maturity so that only overmature gases should be expected.

Potential Reservoir Rocks Sandstones are widespread within the various depositional sequences. Most were deposited as immature sediments whose porosity and permeability have been reduced by later alteration.

Known Hydrocarbon Occurrences A minor show of dry gas was recorded in the Bowser Basin well.

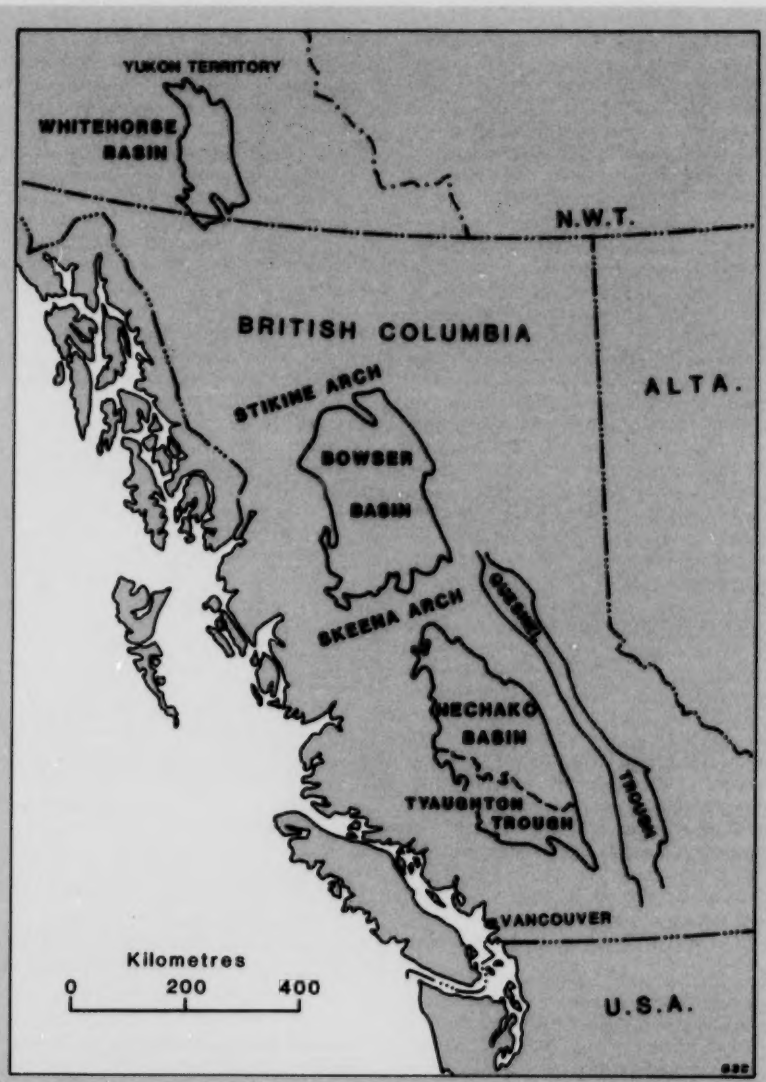


Figure 3.19 Location map of Intermontane Basins (after Koch 1973)

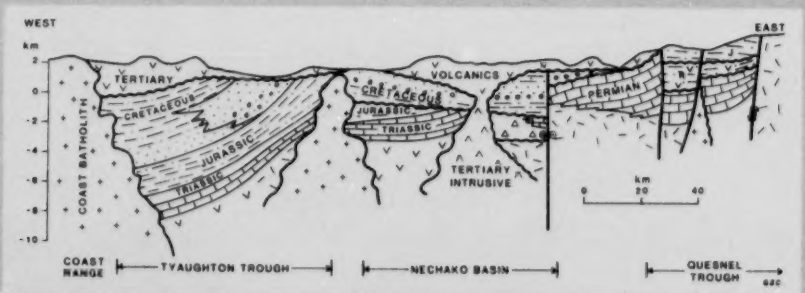


Figure 3.20 Schematic section from Tyaughton Trough to Quesnel Trough (after Koch 1973)

BEAUFORT SEA-MACKENZIE DELTA

Introduction

This region includes the onshore Mackenzie Delta, Tuk Peninsula and that part of the offshore extending to the edge of the continental shelf at a water depth of approximately 200 metres. This region is arbitrarily terminated to the northeast in the middle of Amundsen Gulf. The region is underlain by deltaic sandstones and shales of Mesozoic and Cenozoic age which thicken rapidly to more than 12 000 metres a short distance seaward from the present delta. These beds overlie faulted Paleozoic rocks stepping down steeply beneath the Mesozoic-Cenozoic cover. The Paleozoic rocks rise to the surface and are exposed in the southern part of the area. The basin contains a series of Mesozoic-Cenozoic depocentres. The thick Upper Cretaceous to Holocene clastics were deposited in a series of migrating deltaic wedges which built out over the passive type continental margin of the southern Beaufort Sea.

Reserves

Quantities of oil and gas discovered to date are listed in Table V. The values given are described as "best current estimates" of "discovered resources" rather than the more conventional terminology of "remaining established reserves" because for most of the discoveries, the nature and total extent of the reservoirs is poorly defined. In addition to a general lack of delineation drilling, there are many reasons for the wide spectrum of "reserve" estimates that exist for

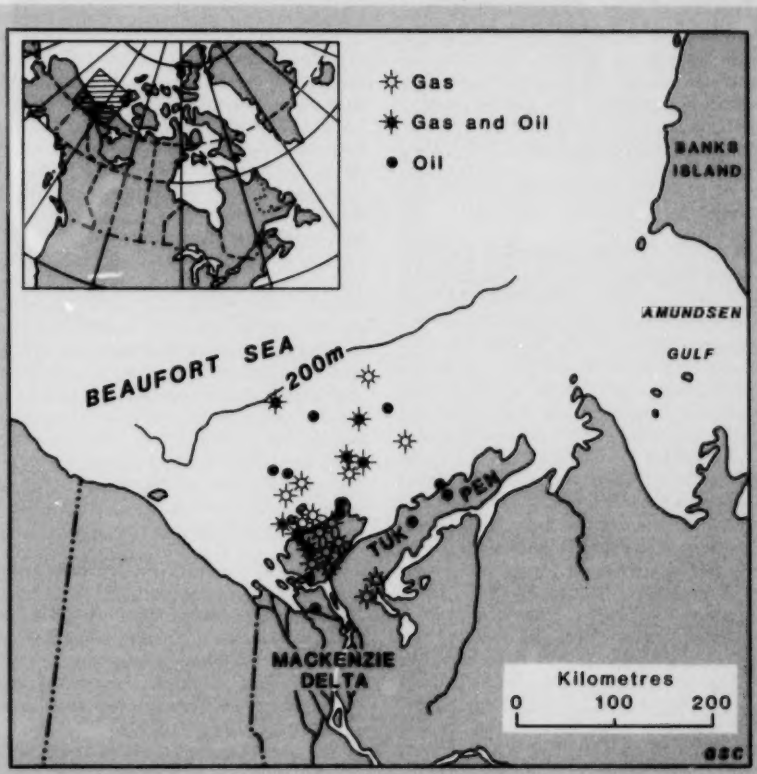


Figure 3.22 Oil and gas discoveries, Beaufort Sea-Mackenzie Delta

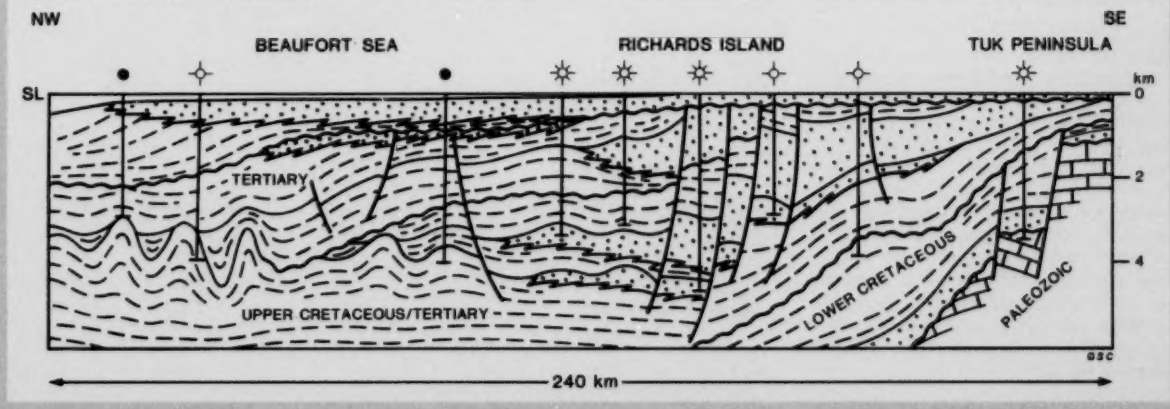


Figure 3.21 Schematic stratigraphic relationships, Beaufort Sea-Mackenzie Delta

this region, particularily those for the discoveries in the Beaufort sea. Unlike other frontier regions, many of the reservoirs here are usually poorly characterized by mechanical logs, are of poor to fair quality with questionable lateral continuity, do not have definitive drillstem testing and are not easily defined by seismic. The values expressed in Table V are an attempt to quantify what can be considered to exist with some reasonable confidence, amplified by geological-geophysical judgement as to lateral and vertical continuity. As such, they are conservative, and certainly subject to significant change.

Potential

The Beaufort Sea-Mackenzie Delta region is estimated to contain 1347 million cubic metres of oil and 1865 billion cubic metres of gas (average expectation) as shown in Table VI. Speculative estimates are almost 3000 million cubic metres of oil and over 4000 billion cubic metres of gas. These are high estimates for a relatively small region but not inconsistent with the high success rate and the early discovery of three near giant gas fields (85 billion cubic metres). The largest potential for both oil and gas is estimated to exist in the Beaufort Sea area, both in the part now being evaluated by drilling, and in the large part of the area westward to the Canada-United States boundary. The latter area is virtually untested but is known from seismic exploration to contain similar features to those of the main delta area. Within the area which has been the main focus of activity in recent years, there are many structures that have only been tested on the crest. Flank pinch-out plays, traps against faults and many others still require evaluation, as do the numerous stratigraphic plays associated with deltaic sedimentation.

Economic and Environmental Considerations

For purposes of economic evaluation, the Beaufort Sea area can be subdivided primarily in relation to water depth. The shallow areas, in depths less than approximately 20 metres, allow the construction of artificial islands. In greater water depths, platforms are required. In either offshore case, development systems will have to be able to withstand ice pressures, and transportation lines will have to be buried, or protected in some other manner, from ice to allow year-round operations. Although work has been done in the design of systems to permit year-round production and transportation from the Beaufort Sea, the technology is largely still untried.

Onshore, in the South Delta-Tuk Peninsula, development costs are potentially less than in the Beaufort Sea, although still substantially higher than those in the Western Provinces. Here, as in the Beaufort Sea, low temperatures combined with the long period of darkness leads to lower working efficiencies. The primary constraint to future development in the South Delta-Tuk Peninsula will be lack of natural gas markets at prevailing and forecast prices both in Canada and internationally. Transportation of oil from onshore and near-onshore reserves will depend on the commercial viability of a transportation system which may require supplemental quantities of oil from the Beaufort Sea. Drilling costs in the onshore delta have ranged between $2-$3 thousand per metre (1983 dollars). This is approximately twice the cost for drilling farther south in the Mackenzie corridor and is approximately 4-6 times greater than for drilling in Western Canada. In the Beaufort Sea, drilling costs of exploration have ranged between $10-$13 thousand per metre (1983 dollars) where artificial islands are used as drilling bases, and $10 thousand per metre where drillships are used. Market prices for petroleum from the Beaufort Sea-Mackenzie Delta area must be sufficient not only to cover transportation costs but also much higher development costs. Development costs for an oil field such as Tarsiut, located in 22 metres of water, are expected to be in the range of $4-$6 billion (1983 $).

The main environmental concern in the region focuses on the potential impact of oil spills. The extent of damage depends on factors which include the volume of oil spilled, ice conditions, prevailing oceanographic and meteorological conditions, time of year, and success of oil spill countermeasures. Tanker transportation modes potentially pose a greater environmental hazard than pipelines.

TABLE V
DISCOVERED RESOURCES
(best current estimate — recoverable)

DISCOVERY	OIL 10^6m^3	GAS 10^9m^3
Issungnak	15.9	70.8
Niglintgak	3.7	22.7
Parsons	*3.6	62.3
Taglu	*7.2	68.0
Tarsiut	23.8	2.4
Other discoveries (listed by name only)	63.0	60.2
TOTAL	117.2	286.4

*condensate

Other Discoveries

Adgo	Kugpik
Atkinson	Kumak
Garry North	Mallik
Garry South	Mayogiak
Imnak	Nektoralik
Isserk	Nerlerk
Itiyok	Netserk
Ivik N.E.	Pelly
Ivik S.W.	Reindeer
Kamik	West Atkinson
Kenalooak	Titalik
Kiggavik	Ukalerk
Koakoak	Ya Ya North
Kopanoar	Ya Ya South

TABLE VI
OIL AND GAS POTENTIAL

OIL POTENTIAL (10^6m^3)	High Confidence	Average Expectation	Speculative Estimate
South Delta-Tuk Peninsula	8	76	171
Richards Island-Beaufort Sea	287	1271	3060
TOTAL	*307	1347	*2962

GAS POTENTIAL (10^9m^3)	High Confidence	Average Expectation	Speculative Estimate
South Delta-Tuk Peninsula	93	144	402
Richards Island-Beaufort sea	747	1721	4070
TOTAL	*871	1865	*4103

NB Estimates for this region are under review at time of printing
* These numbers do not add arithmetically but must be summed using statistical techniques

SOUTH DELTA-TUK PENINSULA

Area 30 000 square kilometres; includes offshore extension of Tuk fault zone to 71°N.

Geology Proterozoic, Devonian, and Permian clastics, volcanics, and carbonates have been identified in subcrop under the Mesozoic-Cenozoic cover of the South Delta-Tuk Peninsula. Presumably a Cambrian to Silurian succession also underlies the area. Where penetrated the Proterozoic rocks consist of clastics and volcanics; those of the Cambrian to Devonian are carbonates; and the Permian succession consists of clastics. Nine basin-wide Jurassic and Early Cretaceous depositional sequences are recognized. Each generally consists of a thick prograding lens of sandstone and shale of dominantly marine facies. Thickness variations were controlled by a system of basement arches and troughs that were active at the time of deposition. Paleoshorelines mimic the present northeast-southwest orientation although occurring farther southeast onto the craton. Maximum transgression occurred during Albian time. The Jurassic-Lower Cretaceous rocks are unconformably overlain by Upper Cretaceous shales, which are overlain by a thin succession of Tertiary sands.

Drilling History The first exploratory well was drilled in the area in 1962 and oil was first discovered at Atkinson Point in 1970. To date 74 wells have been drilled in the South Delta-Tuk Peninsula region.

Potential Source Rocks The Upper Cretaceous Boundary Creek Formation has been identified as the source rock for the oil at several discoveries. The condensates and gas in the Parsons field are believed to be sourced from shales of the Husky Formation and although it contains abundant terrigenous organic material, its source potential is not yet fully understood. Similarly organic rich shales occur in the Albian Arctic Red Formation.

Potential Reservoir Rocks The interdigitation of shales and sandstones throughout the sequences provide ample opportunity for both reservoir and seal occurrences.

Known Hydrocarbon Occurrences Oil has been discovered at Kugpik, Kamik, Atkinson, West Atkinson, Imnak, and Mayogiak (the Mayogiak and West Atkinson oils are trapped in Devonian carbonates). Major accumulations of natural gas and condensate have been discovered at Parsons Lake where recoverable reserves have been estimated at 62.3 billion cubic metres gas and 3.6 million cubic metres of condensate.

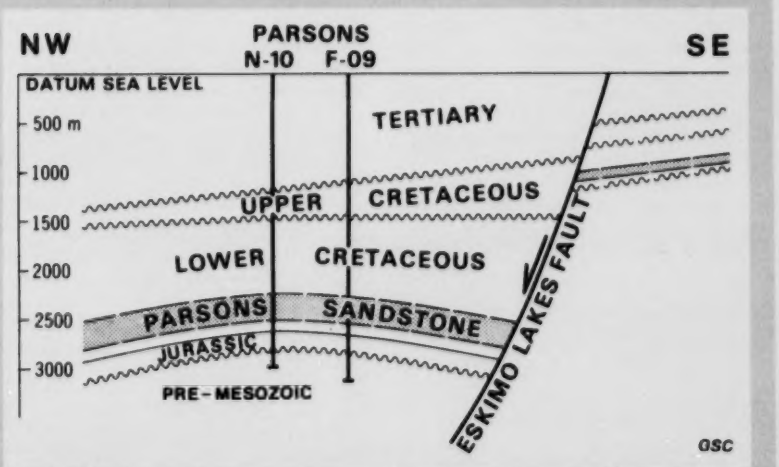


Figure 3.23 Schematic structure section, Parsons Lake Gas Field (after Cote *et al* 1973)

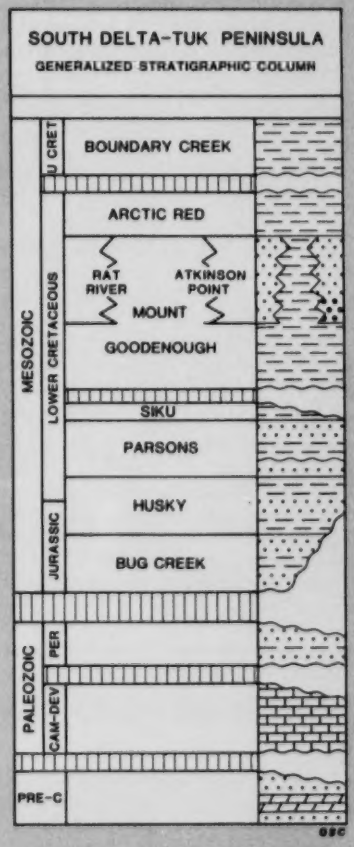


Figure 3.24 Mackenzie Delta-Tuk Peninsula

RICHARDS ISLAND — BEAUFORT SEA

Area Approximately 55 000 square kilometres extends seaward to the 200 metre isobath.

Geology The basin contains a series of late Mesozoic-Cenozoic depocentres, in which clastic sediments were deposited in a series of migrating deltaic wedges and associated turbidity flow deposits. Rapid basin subsidence and undercompaction of sediments resulted in large scale syndepositional listric faulting and mud diapirism. Nine major depositional sequences deposited in response to eustatic changes in sea level are identified. Each have complex facies distributions reflecting the varied position in time and space of shelf to slope breaks and channel positions of the major sediment influx. In general, each sequence progrades farther basin-ward than its predecessor resulting in downlapping and offlapping relationships.

Drilling History The first exploratory well drilled in the area was on Richards Island in 1966 (Reindeer D-27). Drilling activity moved offshore, with the use of artificial islands beginning in 1973 and ice-strengthened drillships in 1976. To date a total of 82 wells have been drilled in the Richards Island-Beaufort Sea area.

Potential Source Rocks The actual source rocks have yet to be identified. Studies suggest that significant vertical migration has occurred and the peculiar nature of the recovered crudes suggests they were generated from resin-enriched terrestrial organic material at lower than normal levels of thermal maturity.

Potential Reservoir Rocks Reservoir quality sandstones are present throughout the basin.

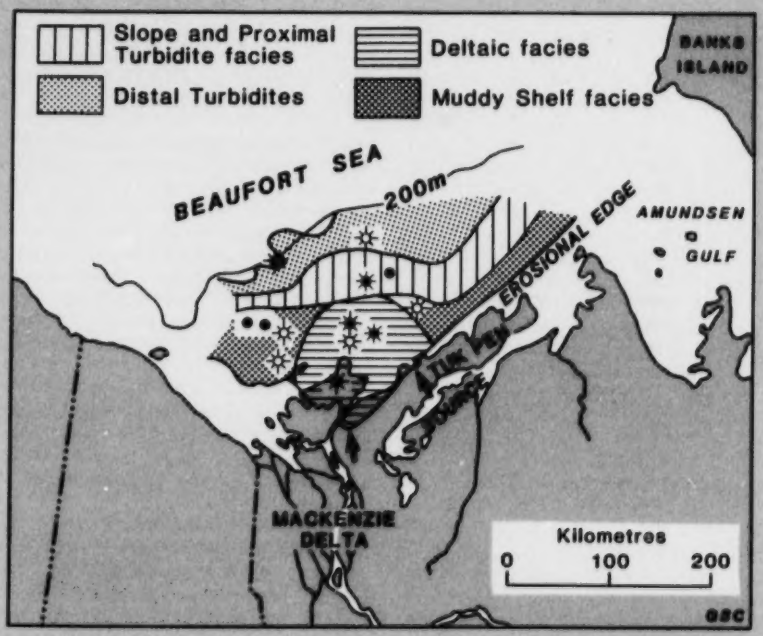


Figure 3.25 Paleoenvironments of the Kugmallit sequence

Known Hydrocarbon Occurrences To date 26 fields have been discovered in Tertiary reservoirs; five oil, thirteen gas, and eight oil and gas. Major accumulations of gas have been found in the Taglu and Issungnak fields (with estimated recoverable reserves of 68 billion and 71 billion cubic metres of gas respectively). The Tarsiut field is one of the larger oil accumulations discovered to date (with estimated reserves of 23.8 million cubic metres of oil).

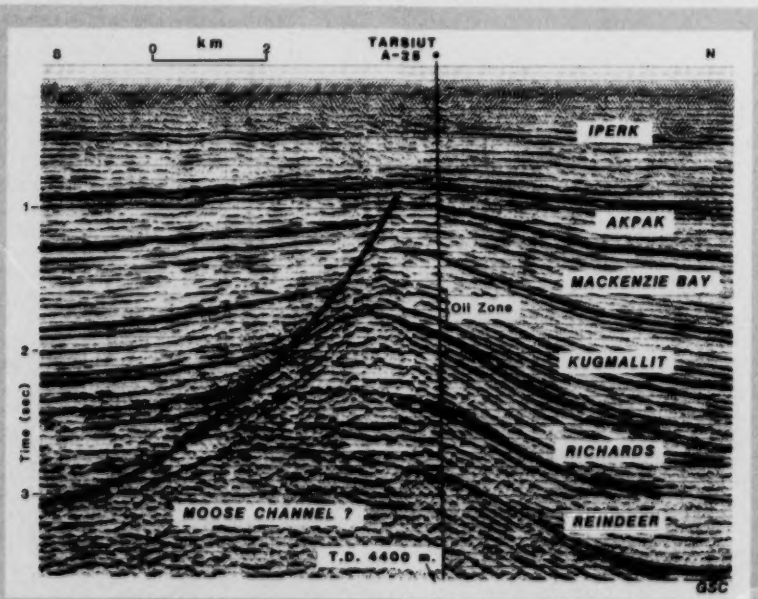


Figure 3.26 Seismic section through Tarsiut Field

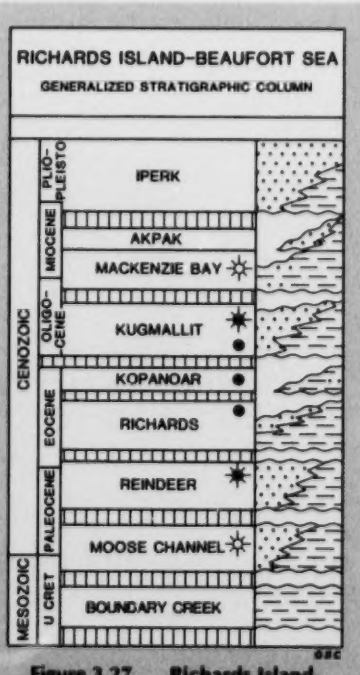


Figure 3.27 Richards Island-Beaufort Sea

ARCTIC ISLANDS

Introduction

Four major tectono-stratigraphic regions are differentiated making up the geological framework of the Canadian Arctic Islands region. The sediments in the various basins represent all geologic systems between Precambrian and Recent. With the exception of the youngest sediments, which have not been deeply buried, and the oldest sediments which have not been adequately tested, all the depositional successions have yielded indications of hydrocarbons. The four tectono-stratigraphic regions (see Figure 3.29) considered to be potentially petroleum bearing are the Arctic Stable Platform, the Arctic Fold Belt, the Sverdrup Basin, and the Arctic Coastal Plain. Estimates of potential have been made for the first three regions. The Arctic Coastal Plain is known to contain thick (12 000 m) accumulations of sediments of favorable facies, but the geographic remoteness, and the large proportion of the basin that lies beneath the shifting Arctic Ocean icepack has effectively removed the region from possible economic exploitation. Consequently there exists a minimum of geological data on which to base an assessment.

Reserves

Exploration to date has resulted in eighteen discoveries including ten gas, three oil, and five oil and gas fields. Several of these discoveries are large enough to imply economic viability, however, a number are too small to justify a transportation system under anticipated economic conditions. Because

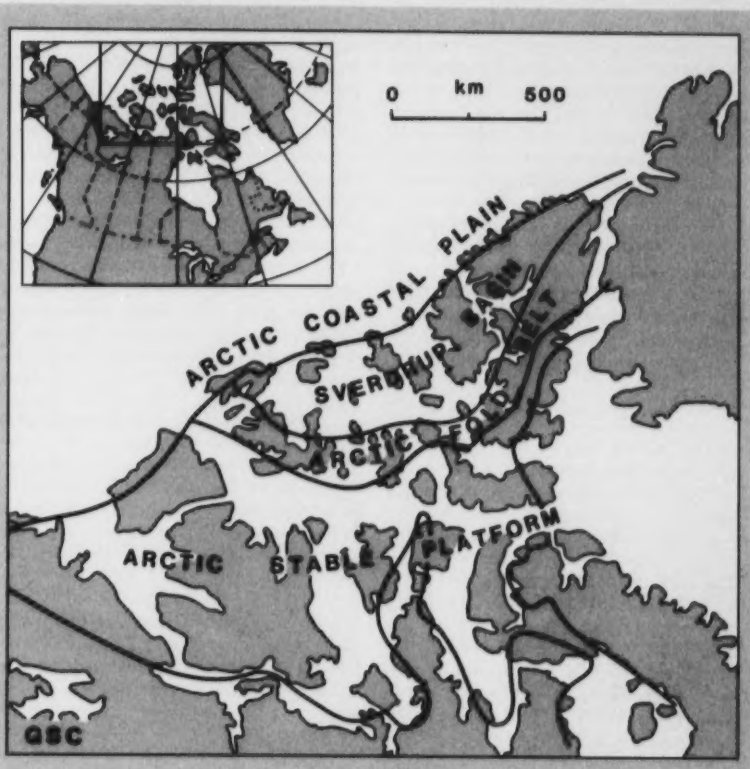


Figure 3.29 Arctic Islands assessment areas

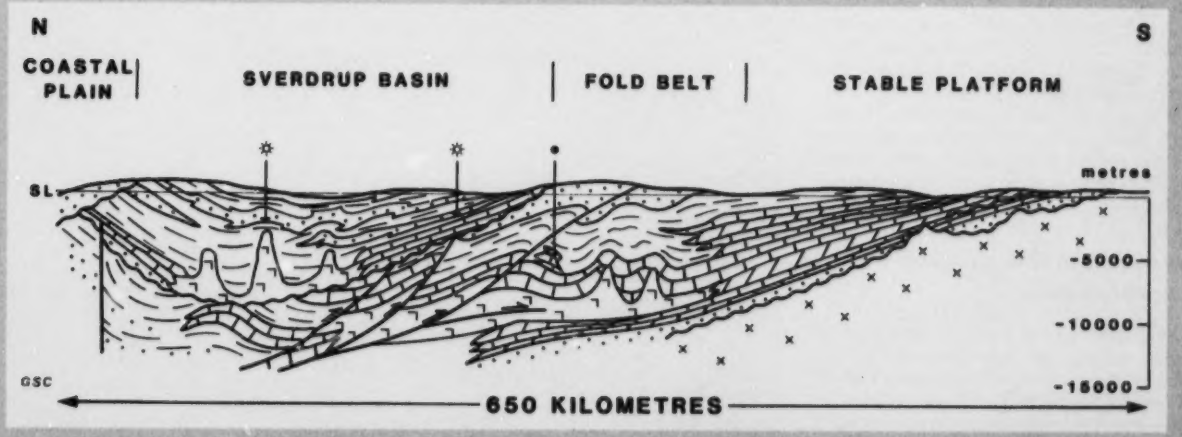


Figure 3.28 Schematic stratigraphic relationships, Arctic Islands

none of the discoveries has been fully delineated, and because of the uncertainty associated with their economics, use of the expression established reserves could be misleading. The values expressed in Table VII are, therefore, labelled "best current estimates" of "discovered resources". The values given reflect quantities that can be considered likely to exist on the basis of existing control plus a subjective opinion of surrounding geology. As such, they represent a necessarily conservative series of estimates that will change as new information is added by delineation drilling and from analysis of pool performance. Discovered resources listed in Table VII do not include natural gas liquids (NGLs), although there are indications that significant quantities of NGLs may be recovered from some gas fields when they are placed on production.

Potential

The Arctic Islands Region is estimated to contain undiscovered potential resources of 686 million cubic metres of oil and 2257 billion cubic metres of gas (average expectation) as shown in Table VIII. Oil potential is estimated to be highest in the Sverdrup basin, in both Mesozoic and late Paleozoic rocks. Recent oil discoveries provide a better understanding of the controls of oil accumulation and added encouragement for its occurrence. Opportunities for future gas discovery also are considered greatest in the Sverdrup basin. To date, most of the diagnostic exploratory wells have tested a limited number of very prolific plays in the Mesozoic part of the basin. Deeper parts of the Mesozoic succession and a number of relatively untested Late Paleozoic plays are estimated to have at least as much potential as those that have been tested.

Throughout the Arctic Islands region, there are many untested plays, most of which would be under intense exploration if they were located in Southern Canada. The remoteness, logistic difficulties and resultant high costs have contributed to a relatively slow pace of exploration in the Arctic frontier. Several hundred more wildcat wells would be required to provide a reliable evaluation of the region's full potential.

Economic and Environmental Considerations

The tendency for the Sverdrup Basin to yield mostly natural gas has been confirmed through the discovery of large quantities of natural gas relative to oil. Choice of development and operating systems in the Arctic is necessarily tentative at this time. Consequently, development and operating costs are uncertain, as are transportation costs, whether by marine tanker or pipeline mode. Costs of producing hydrocarbons, which are likely to be located primarily offshore will be a function of water depths, the harsh climatic conditions, and reservoir characteristics. In the region of land-fast ice, where ice does not move significantly over long periods of time, there are drilling cost advantages relative to the Beaufort Sea because drilling can take place from reinforced ice platforms. In 1983 dollars, cost per metre for offshore exploratory drilling ranges between $4-$5 thousand whereas drilling onshore in the Arctic ranges between $3-$4 thousand per metre. These costs are indicative of the relative high development investment required in the Arctic. By way of comparison, costs in the Arctic Islands offshore could be 10 to 15 times higher than for resources located in western Canada. However, this comment must be qualified in that reserves found per metre drilled have been greater in the Arctic than in western Canada.

As in the Beaufort Sea, producing hydrocarbons from the Arctic Islands is on the technological frontier. In both areas, it may be necessary to use pilot projects to demonstrate that reserves can be produced and delivered to market on a year round basis, or even seasonally, with some degree of reliability.

Environmentally, there is a concern over the impact that major oil spills could have on the aquatic animals. Tanker modes are generally considered to have greater potential impact on the environment than pipelines. There appears to be a greater degree of uncertainty regarding the impact of environmental damage in the Arctic Islands than other frontier regions. This is due to a relatively incomplete understanding of the physical environmental, factors such as bathymetry, soil conditions, permafrost, etc.

TABLE VII
DISCOVERED RESOURCES
(best current estimate — recoverable)

DISCOVERY	OIL 10^6m^3	GAS 10^9m^3
Cisco	48.7	4.4
Drake	—	98.5
Hecla	—	85.5
Jackson Bay	—	22.7
King Christian	—	17.3
Kristoffer	—	27.1
MacLean	3.0	13.6
Thor	—	11.9
Whitefish	—	57.2
Other discoveries (listed by name only)	24.4	22.8
TOTALS	76.1	361.0

Other discoveries
Balaena
Bent Horn
Cape MacMillan
Char
Roche Point
Romulus
Sculpin
Skate
Wallis

TABLE VIII
OIL AND GAS POTENTIAL (RECOVERABLE)

OIL POTENTIAL (10^6m^3)	High Confidence	Average Expectation	Speculative Estimate
Arctic Stable Platform	55	175	348
Arctic Fold Belt	36	86	156
Sverdrup Basin	210	426	1035
TOTALS	*316	686	*1305

GAS POTENTIAL (10^9m^3)	High Confidence	Average Expectation	Speculative Estimate
Arctic Stable Platform	85	239	467
Arctic Fold Belt	90	218	355
Sverdrup Basin	880	1800	3483
TOTALS	*1100	2257	*3662

* These numbers do not add arithmetically but must be summed using statistical techniques

ARCTIC STABLE PLATFORM

Area 780 000 square kilometres; approximately 370 000 square kilometres onshore; 410 000 square kilometres offshore.

Geology A blanket of sedimentary rocks up to 3000 metres in thickness overlies ancient crystalline rocks and represents a long period of quiet deposition in shallow epicontinental seas (Figure 3.31). Subsequent to their deposition, they have remained essentially undeformed. Early clastic sediments transgressed over the largely crystalline basement to be followed by mainly carbonate sediments of the shallow epicontinental seas. Breaks in the sedimentary record resulted from eustatic changes in sea level which also controlled the position of various changes in facies of the carbonate sediments. The rocks range in age from Cambrian to Devonian.

Drilling History The first well to be drilled on the Stable Platform was Panarctic *et al* Garnier 0-21 during the summer of 1971. Since then 19 additional wells have been drilled on the Stable Platform.

Potential Source Rocks No seeps have yet been reported from the area although many geologists have reported bitumen-like residues and or fetid petroliferous odors in freshly broken rocks. Limited organic geochemistry indicates high wet gas and good extract yields locally from shales and associated carbonates of the Silurian Cape Phillips Formation which are the deeper water equivalents of the Allen Bay to Read Bay carbonates.

Potential Reservoir Rocks Basal sandstones are poorly consolidated and usually have good porosity in outcrop. Vuggy porosity occurs in many of the carbonates which also can be enhanced by leaching related to unconformity surfaces. Reef; carbonate banks and associated debris flows also may be the loci of porosity development (Figure 3.30).

Known Hydrocarbon Occurrences There are presently no known reserves of either natural gas or oil on the Stable Platform.

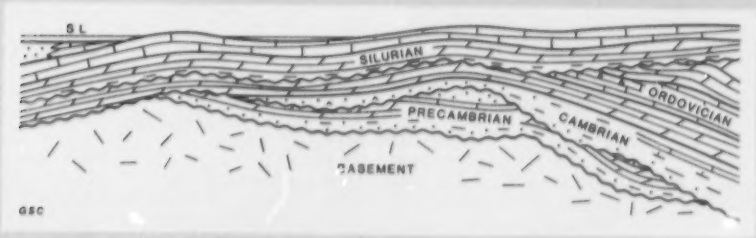


Figure 3.30 Stratigraphic trap configurations in platform stratigraphy

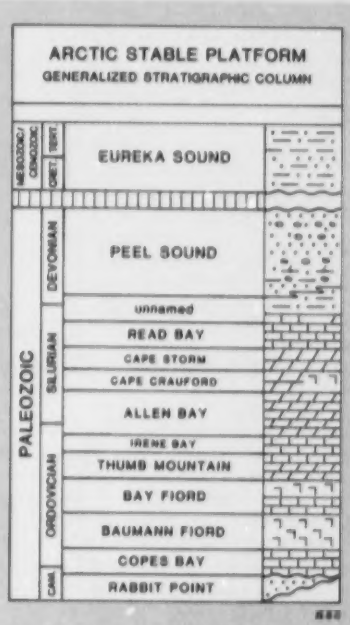


Figure 3.31 Arctic Stable Platform

ARCTIC FOLD BELT

Area 240 000 square kilometres; approximately 150 000 square kilometres onshore, 85 000 square kilometres offshore.

Geology The region is underlain by a wedge of Paleozoic carbonate rocks and equivalent shales thickening from a variable hingeline with the widespread rocks of the Stable Platform region into a deeper basin (Figure 3.33). In ways similiar to the Western Canada Sedimentary Basin, there are rapidly changing sedimentary facies with shales interfingering with carbonates near the so-called "hingeline" of the basin. Reef build-ups occur between the carbonates of the shelf and the muds of the deeper basin. The youngest sediments represent interlaced clastic wedges derived from early phases of the Late Devonian — Early Carboniferous Ellsmerian Orogeny. The region is one of complex structures combining detachment folds and thrusts produced during compression modified by vertical movement of evaporites in response to both sediment loading and tectonic stress (Figure 3.32).

Drilling History The first well drilled in the Arctic Islands was drilled within the Fold Belt at Winter Harbour Melville Island during 1962. Since then only 32 wells have tested plays in this region.

Potential Source Rocks No seeps have been reported, however bitumen filled vugs are common in early Paleozoic carbonate rocks. Organic rich shales are common within Ordovician, Silurian, and Devonian sequences which could represent moderate to excellent source rocks.

Potential Reservoir Rocks Reservoir rocks exist in the Ordovician platform sequence, in reefal carbonates adjacent to the shale basin, and in the Upper Devonian clastic rocks. Shale intervals above the reservoir rocks should serve as seals for any reservoired hydrocarbons.

Known Hydrocarbon Occurrences In the Bent Horn 'field' on Cameron Island, oil was encountered in reefal carbonates of Devonian age. The Winter Harbour well on Melville Island tested 1.7 thousand cubic metres per day of natural gas from Upper Devonian clastic rocks.

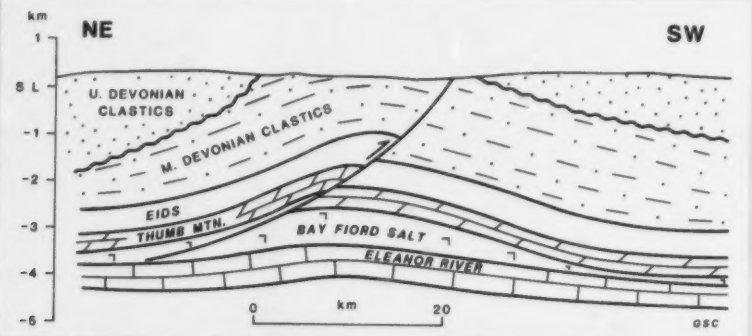


Figure 3.32 Structural traps above and below evaporites

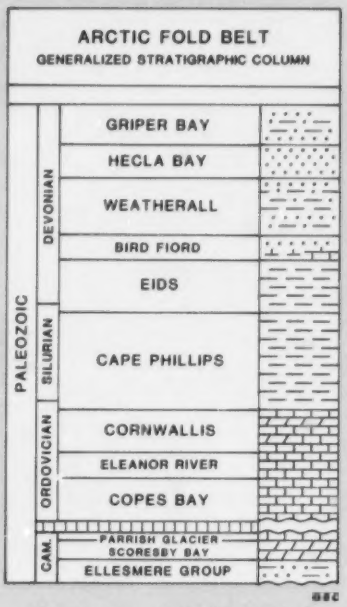


Figure 3.33 Arctic Fold Belt

SVERDRUP BASIN

Area 313 000 square kilometres; approximately 145 000 square kilometres onshore; 168 000 square kilometres offshore.

Geology The greater part of the basin has been filled with approximately 13 000 metres of sediments and minor intrusions of basic sills and dykes. The rocks range from Carboniferous (Visean) to Tertiary in age. Early sediments consisted of carbonate rocks deposited around the margins of the basin with a thick evaporite sequence deposited in the basin centre (Figure 3.28). Later deposition was dominated by the influx of clastic sediments derived from the continental interior and deposited in major deltaic complexes. The complex distribution of clastic facies resulted from the interaction of sediment supply and changes in sea level. The basin was developed on deformed rocks of the Franklinian geosyncline and were themselves deformed during the Early Tertiary Eurekan Orogeny.

Drilling History (to 1983) One hundred and fourteen wells (88 exploratory) have been drilled, twenty-eight of which were drilled offshore.

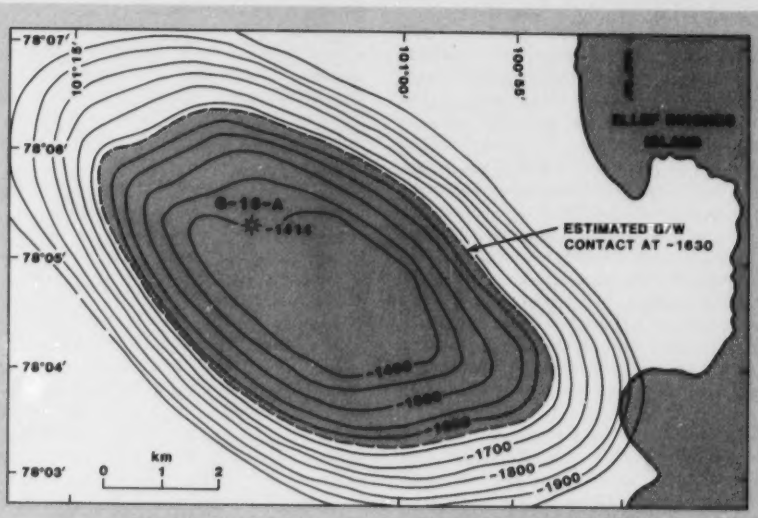


Figure 3.34 Structure contour map on Heiberg Group Jackson Bay Field. Contours in metres

Potential Source Rocks The source rocks for the hydrocarbons found to date, have been identified as the organic rich shales within the Late Triassic Hoyle Bay Formation. Maturation studies indicate that the thermally mature zone for this source rock, mimics the shape of the basin with locally developed overmature areas overprinted on the regional distribution.

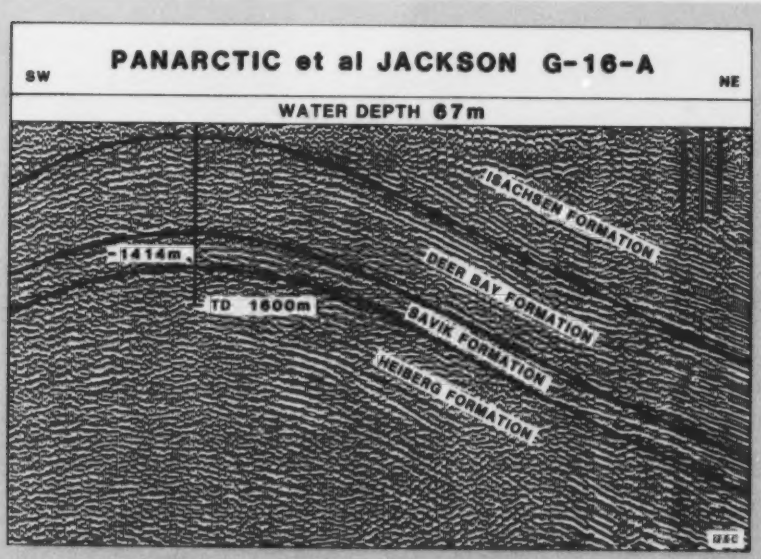


Figure 3.35 Seismic section through Jackson Bay Field

Potential Reservoir Rocks Reservoir quality sandstones are developed within the Isachsen, Awingak, Heiberg, Schei Point, and Bjorne stratigraphic units of Mesozoic age; and in both Carboniferous and Permian sequences. Potential carbonate reservoirs are inferred from outcrop sections to occur in the late Paleozoic successions.

Known Hydrocarbon Occurrences Seventeen discoveries or significant shows have been found to date that indicate a reserve at a best current estimate of 76 million cubic metres of recoverable oil and 361 billion cubic metres of marketable natural gas.

Pool Size Three of the natural gas discoveries are estimated to fall into the 50-100 billion cubic metres size range; the largest oil pool is currently estimated to contain approximately 50 million cubic metres. None of the accumulations can be considered fully delineated.

EASTERN CANADA OFFSHORE

Introduction

Sedimentary basins on the continental margin of eastern Canada trend northeast from Georges Bank to the Grand Banks then north-northwest to Baffin Bay a total distance of about 5500 km. There are five main depocentres along this trend. The Scotian Basin which reaches from eastern Georges Bank to the western Grand Banks, the East Newfoundland Basin which contains the giant Hibernia oil and gas field, the Hopedale and Saglek Basins on the Labrador margin and Baffin Bay, Figure 3.36. These basins are flanked and separated by a series of positive elements which include the Yarmouth Arch, the Avalon Uplift, the Cartwright Arch and Davis Strait High.

Although the basins are progressively younger northward, each formed through passive margin tectonics and subsidence with subsequent outbuilding of clastic wedges. All of the offshore regions with thicknesses more than one kilometre are considered to have potential for oil and gas occurrence. Although some Paleozoic rocks are present on the margin, the major hydrocarbon potential is within the thick Mesozoic and Cenozoic sequences which predominate. More specifically the most significant occurrences to date have been in the Upper Jurassic-Lower Cretaceous clastic sequences with adjacent shales providing the oil and gas source.

Reserves

Exploration to date has identified several large gas and oil discoveries, plus numerous presently non-economic accumulations. Because none of the discoveries has been fully delineated, plus the economic uncertainties associated with their development, the volumes of gas and oil shown in Table IX are considered as best current estimates of discovered resources rather than the more conventional term of established reserves. Values shown are necessarily conservative but are considered technically recoverable, without consideration of economic constraints.

The tabulation of discovered resources includes several recent discoveries. For the fields listed, the values reflect quantities currently thought to be demonstrated with reasonable confidence; as additional delineation drilling occurs, some of the fields could well turn out to be two or three times larger than currently shown.

Potential

The assessed portion of the East Coast basins include Georges Bank, the Scotian Shelf, Grand Banks South, East Newfoundland Shelf, Labrador and Southern Baffin Island shelves,

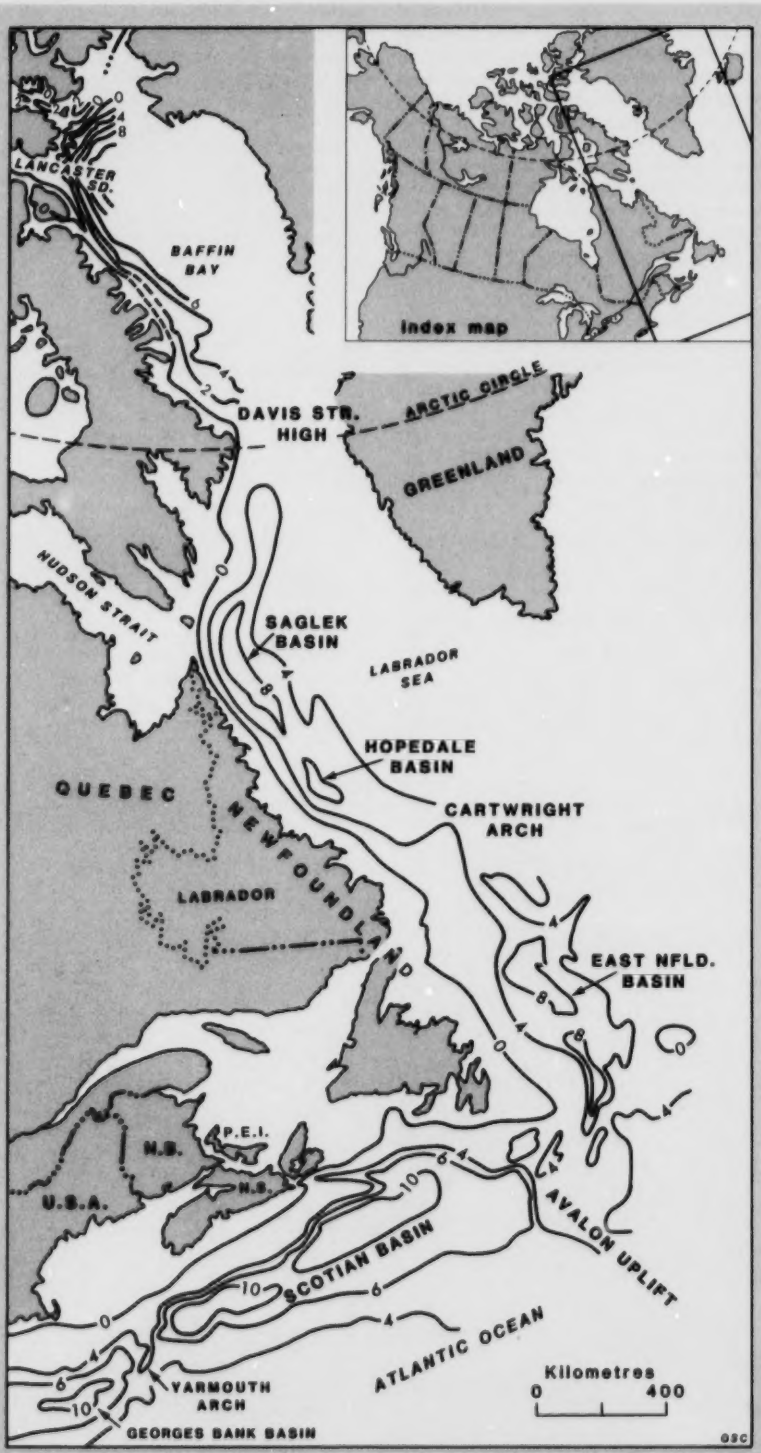


Figure 3.36 Index map of offshore basins showing total Mesozoic-Cenozoic sediment fill in kilometres (after Purcell *et al* 1980)

plus the East Newfoundland Basin, Baffin Bay and Lancaster Sound. These areas are estimated to contain more than 2400 billion cubic metres of gas and almost 1900 million cubic metres of oil (average expectation) as shown in Table X. Oil potential is considered greatest in the East Newfoundland Shelf and Basin areas with much lower prospects to the north and south. Gas potential is estimated to be greatest in the Labrador Shelf and Scotian Shelf areas. Exploratory drilling to date has been concentrated in three basins, on plays currently viewed as most prospective. Many more plays have yet to be tested, and whole basins such as Baffin Bay and East Newfoundland Basin are virtually untouched. There are numerous opportunities for major and giant size fields yet to be discovered. Shelf area estimates given in Table X include the uppermost or currently accessible parts of the continental slope.

Economic and Environmental Considerations

Scotian Shelf For the quantities of natural gas that have been discovered in the Sable Island area, studies show that particularly costly circumstances exist. This is due to the location offshore in 20 to 30 metres of water and the composition of the gas. The gas stream will require initial treatment at offshore facilities before being transported by subsea pipeline to a mainland processing plant. Alternatively, liquefied natural gas and gas liquids could be transported by a marine tanker shuttle system.

Exploratory drilling costs in this area are in the range of $2-$5 thousand per metre ($1983). Development of the Venture gas field, based on pipelining to the mainland, has been estimated to cost $2.5-$3.0 billion to allow recovery of 60-90 billion cubic metres of natural gas. A major constraint facing development in this area is the future marketability of natural gas both in Canada and internationally.

Hibernia Discoveries of oil and associated gas have raised the possibility of commercial production from this area by the end of this decade. Studies have been made on possible development, production and transportation systems. Nevertheless, plans are tentative and costs are expected to be high. Cost will be a function of the design required to cope with severe sea, ice and weather conditions, as well as design to allow mobility of development and production platforms. Exploration drilling costs are in the range of $8-$15 thousand per metre. For transportation, the tanker mode is preferred, as pipelining appears impractical due to the physical conditions on the ocean floor. Estimates suggest that development costs for Hibernia will be in the range of $5-$7 billion for a recoverable oil reserve estimated to be between 200 and 400 million cubic metres. In terms of marketability, Hibernia is favourably located in relation to consuming regions, which will serve to minimize transportation costs.

The major environmental risk is an offshore oil spill, whether a consequence of a subsea blowout, damage to subsea production systems or pipelines due to icebergs or tanker collision.

TABLE IX
DISCOVERED RESOURCES
(best current estimate — recoverable)

DISCOVERY	OIL 10^6m^3	GAS 10^9m^3
SCOTIAN SHELF		
Thebaud	*2.2	12.2
Venture	*6.4	56.6
Others discoveries (listed)	5.6	42.9
EAST NEWFOUNDLAND		
Hibernia	159.0	56.6
4 other discoveries (listed)	47.8	—
LABRADOR SHELF		
Bjarni, North Bjarni	*2.5	43.2
Gudrid	*0.5	13.7
Hekja	—	11.8
2 other discoveries (listed)	1.1	8.6
TOTAL East Coast Offshore	225.1	245.6
Other discoveries		
SCOTIAN SHELF		
Arcadia		
Banquereau		
Citnalta		
Cohasset		
Intrepid		
Olympia		
Onondaga		
Primrose		
Sable Island		
South Venture		
EAST NEWFOUNDLAND		
Ben Nevis		
Hebron		
Nautilus		
South Tempest		
LABRADOR SHELF		
Hopedale		
Snorri		

*condensate

TABLE X
OIL AND GAS POTENTIAL (RECOVERABLE)

OIL POTENTIAL (10^6m^3)	High Confidence	Average Expectation	Speculative Estimate
Georges Bank	10	168	350
Scotian Shelf**	8	72	139
Grand Banks (South)	2	50	95
East Newfoundland Shelf	300	1128	2190
East Newfoundland Basin	130	270	720
Labrador Shelf	10	134	275
Baffin Bay - Lancaster Sound	5	55	158
TOTAL	*512	1877	*3392
GAS POTENTIAL (10^9m^3)	**High Confidence**	**Average Expectation**	**Speculative Estimate**
Georges Bank	37	150	307
Scotian Shelf**	111	508	991
Grand Banks (South)	20	90	180
East Newfoundland Shelf	170	290	530
East Newfoundland Basin	110	370	900
Labrador Shelf	160	745	1627
Baffin Bay - Lancaster Sound	18	270	803
TOTAL	*725	2423	*4713

* These numbers do not add arithmetically but must be summed using statistical techniques

** Estimates for this area are under review at time of printing

GEORGES BANK

Area Approximately 27 500 square kilometres of Georges Bank, a physiographic feature, lies east of the equidistance line between Canada and the U.S. All of this area is offshore.

Geology Georges Bank Basin underlies the western part of Georges Bank and the southwestern end of the Scotian Basin underlies the eastern part. Between the two lies the Yarmouth Arch, Figure 3.38. Georges Bank Basin is a structural sag approximately 200 x 90 kilometres whose axis trends northeast and plunges southwesterly. The basin formed in the Early Jurassic over a folded and faulted basement complex inset with down-faulted remnants of probable Triassic sediments and volcanics. The basin had its most rapid period of subsidence during the Early and Middle Jurassic when up to four kilometres of predominately carbonate rocks were deposited in a warm shallow epicontinental sea. The carbonates were flanked shoreward by fine and coarse clastics. An additional four kilometres of paralic facies with some shelf edge carbonates were deposited during the balance of the Jurassic and in the Cretaceous and Tertiary Periods.

The Scotian Basin underlies the easternmost 50 kilometres of Georges Bank and contains up to 10 kilometres of sediment fill, nearly half of which may consist of Triassic and Lower Jurassic rift valley clastics, salt and sabkha deposits. These are overlain by thick wedges of Middle Jurassic through Tertiary clastics. A continuation of the Upper Jurassic shelf edge carbonates rims the northwest flank of the Basin.

Drilling History No wells have been drilled in the Canadian part of Georges Bank.

Potential Source Rocks One well on the western Scotian Shelf and two U.S. wells in Georges Bank Basin provide stratigraphic and geochemical control.

The organically richest rocks occur in the Cretaceous and Upper Jurassic. Older, deeper rocks which are thermally mature, contain dominantly terrestrial organic matter that is likely to be gas prone. Maturation studies from the nearest Scotian Shelf well indicates probable immaturity to depths of 2100 metres in the Middle Jurassic. Because of the rapid deposition and the interfingering of marine and paralic sequences, an average balance of oil and gas source rocks is expected in the Georges Bank area.

Figure 3.37 Index map of Georges Bank area. Bathymetry in metres

Potential Reservoir Rocks The thick Cretaceous and Jurassic sandstones are expected to have good reservoir characteristics. The carbonates will probably be tight unless subjected to leaching and dolomitization. Limited reefoid zones also may occur.

Known and Potential Hydrocarbon Occurrences There are no reserves of either oil or gas on the Canadian part of Georges Bank. Plays within Georges Bank Basin and the Yarmouth Arch are limited to basement related structures. Within the Scotian Basin salt tectonics have created a variety of plays associated with salt diapirs, pillows, growth faults, and stratigraphic traps along the basin flank.

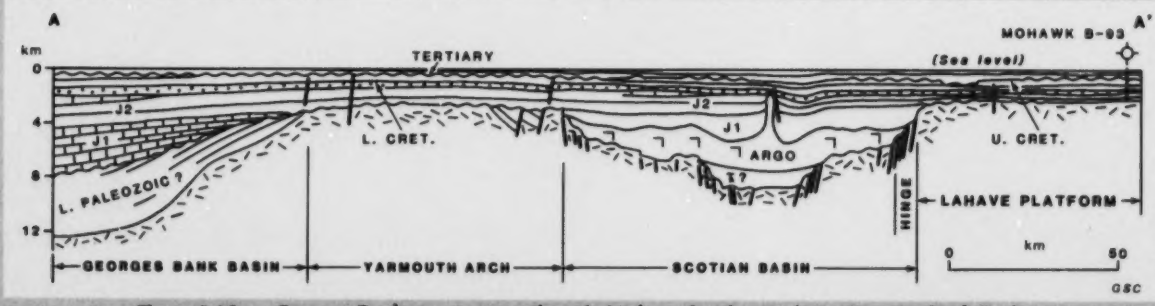


Figure 3.38 Georges Bank structure section (A-A') from Scotian Basin to Georges Bank Basin

SCOTIAN SHELF

Area Approximately 130 000 square kilometres from the centre of Northeast Channel to the centre of Laurentian Channel and from the fall line to the 1500 metre isobath, all offshore.

Geology The main depocentre of the Scotian Basin underlies the eastern part of the Scotian Shelf. It consists of a seaward thickening wedge of Mesozoic and Cenozoic sediments which reaches a maximum thickness of 12 kilometres in the vicinity of Sable Island, Figure 3.36. The oldest sediments are Triassic and lower Jurassic red clastics, evaporites and sabkha rift basin deposits formed during the early stages of the breakup of the North American and African continental plates. These are overlain by thick Middle Jurassic to Lower Cretaceous regressive deltaic sequences and shelf carbonates. The upper Cretaceous and Paleogene are marine transgressive units which are succeeded by regressive Neogene clastics, Figure 3.42. The LaHave Platform which forms the northwest flank of the basin has been a relatively stable element accumulating up to four kilometres of low energy clastics and extensive shelf carbonates.

Drilling History The first deep exploratory well was drilled on Sable Island in 1967. It encountered traces of gas and oil at a total depth of 4,604.3 metres. To June, 1983, 79 wells have been drilled on the shelf testing a total of 53 structures.

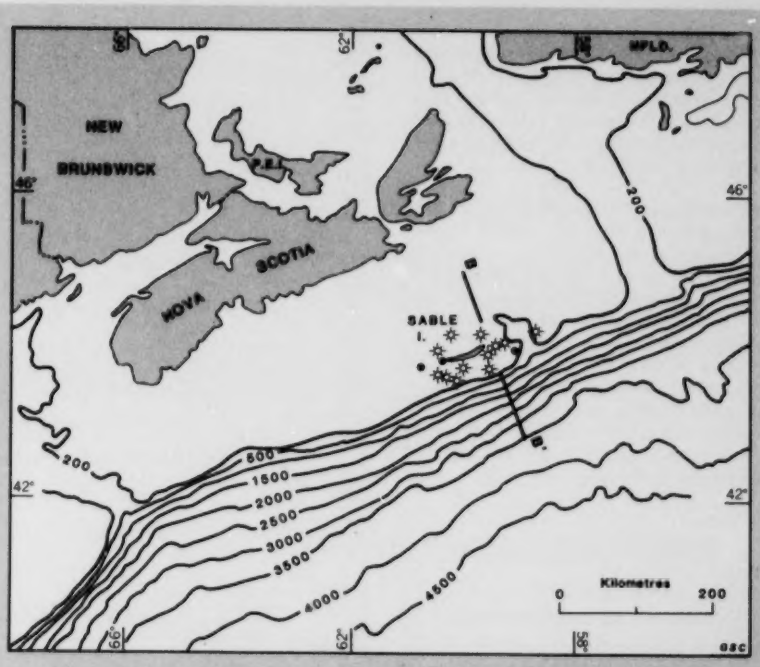


Figure 3.39 Index map of Scotian Shelf showing some of oil and gas discoveries around Sable Island. Bathymetry in metres

Potential Source Rocks Extensive geochemical analyses of material from exploratory drilling indicate that, coincident with the depocentre of the Scotian Basin, lowermost Cretaceous and older sediments are thermally mature. In this area, the Verrill Canyon Formation shale, containing Type III organic matter is largely gas prone and has been the source for hydrocarbons trapped in Upper Jurassic and Lower Cretaceous reservoirs, as at Venture and West Sable Island. The pre-Upper Jurassic source rocks, overmature in the basin, may be within the peak generating range on the flanks of the basin. Upper Cretaceous and Tertiary source rocks, with a higher content of Type I and II organic matter are thermally immature.

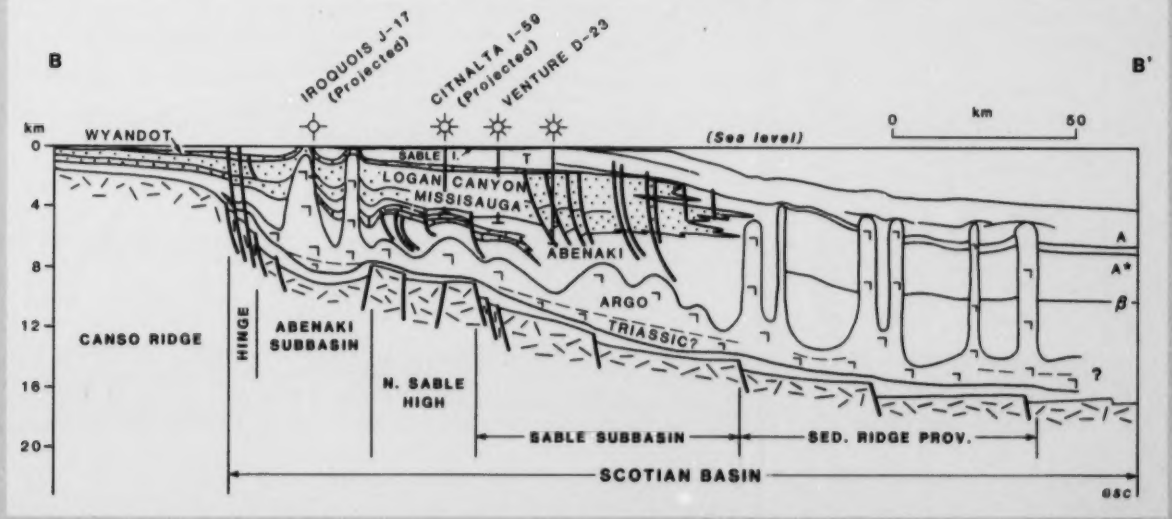


Figure 3.40 Structure section (B-B') across Scotian Shelf

Potential Reservoir Rocks The thick fluvial and deltaic sandstones in the Scotian Basin generally have good porosity and provide excellent reservoirs. The sandstones on the LaHave Platform are generally fine grained and thinner. Ample shale interbeds are available for reservoir seal. The thick shelf carbonates (Abenaki Formation) are generally tight although occasional occurrences of secondary porosity have been noted in wells drilled to date.

Known and Potential Hydrocarbon Occurrences Salt mobilization since the Middle Jurassic has resulted in numerous diapirs and pillows as well as an extensive complex of down-to-basin faults. Such structures have provided the trapping mechanism for twelve significant gas and oil discoveries and seven additional wells with oil and gas shows. The largest accumulation is at Venture where an estimated 57 billion cubic metres of gas has been delineated. Other plays on the Scotian Shelf include basement structures, the carbonate front and stratigraphic traps.

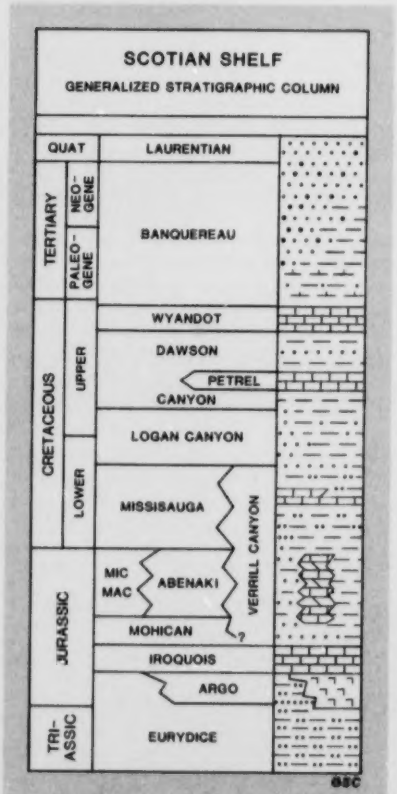
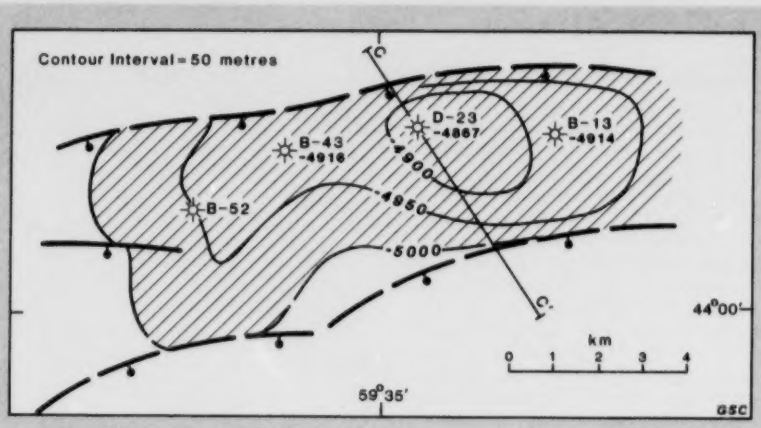


Figure 3.42 Scotian Shelf



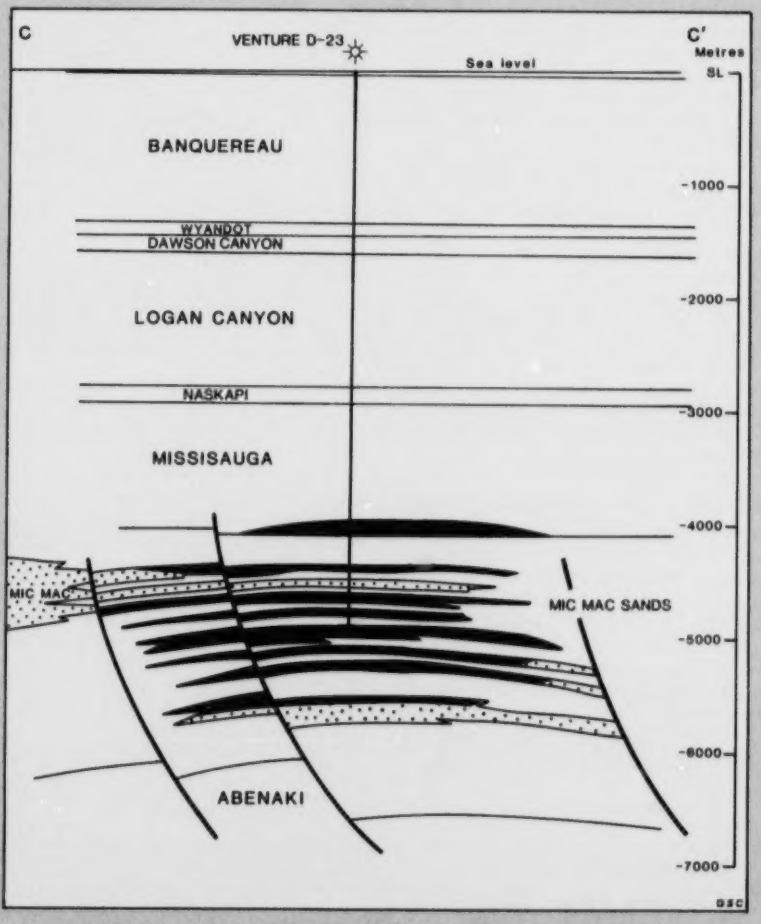


Figure 3.41 Map of Venture Field. Generalized structure section Venture Gas Field. Gas pay shaded solid

GRAND BANKS (SOUTH)

Area Approximately 170 000 square kilometres all offshore.

Geology Thick rift basin and marine deposits occur in structural subbasins, preserved as remnants within the Avalon Uplift, beneath the regional mid-Cretaceous unconformity. This setting developed during the separation of the North American and European continental plates. Basins recognized include Whale, Horseshoe and Carson within the Avalon Uplift and South Whale and Flemish Basins flanking the Uplift, Figure 3.43. Upper Paleozoic and Triassic through Upper Jurassic sediments in these subbasins are moderately deformed and have undergone extensive erosion, Figure 3.44. A thin basal transgressive sand overlies the unconformity and is succeeded by up to two kilometres of Upper Cretaceous and Tertiary shales and mudstones. In the southern half of the area, these units overlie basement. The eastern extremity of the Scotian Basin, the South Whale Subbasin, lies to the west of the Avalon Uplift and contains thick Lower Cretaceous, Jurassic and older successions.

Drilling History The first two exploratory wells Tors Cove and Grand Falls were drilled in 1966. Between 1971 and 1975, 28 additional wells were drilled. No wells have been drilled in this area since 1975.

Potential Source Rocks Upper Cretaceous and Tertiary shales overlying the unconformity have potential as source rocks but are thermally immature. Within the subbasins the Lower and Middle Jurassic are considered as poor, gas prone source rocks. The Verrill Canyon shale is expected to provide a mature source rock on the west flank of the Avalon Uplift.

Potential Reservoir Rocks The basal transgressive sand, although porous, has no effective up-dip seal. Clastic wedges on the west flank of the uplift are expected to contain porous sands. Some porosity occurs in thin Upper Cretaceous limestone units.

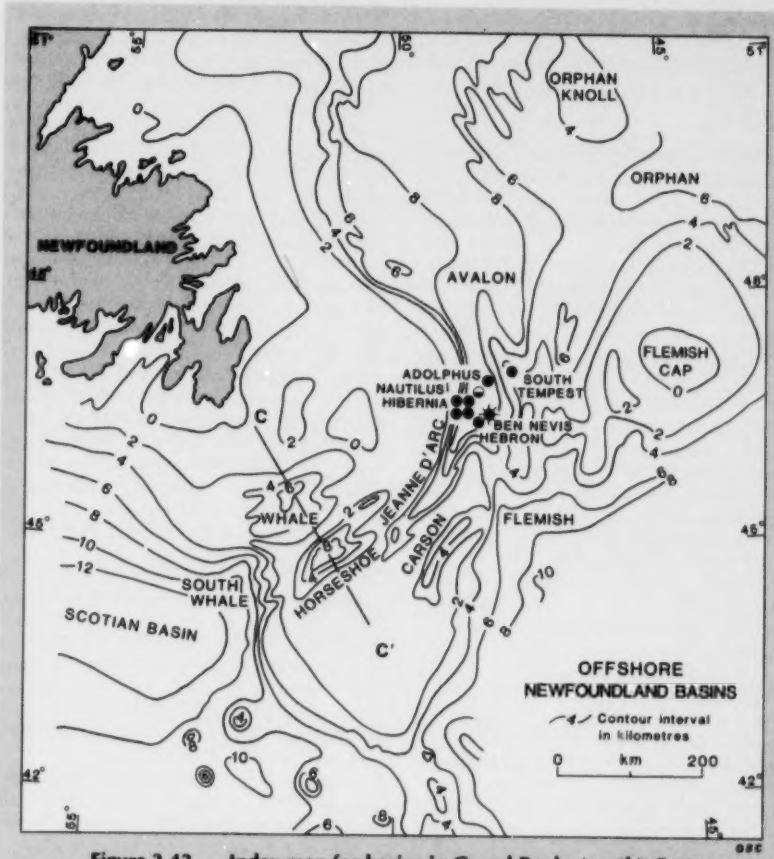


Figure 3.43 Index map for basins in Grand Banks (south), East Newfoundland Shelf and East Newfoundland Basin. Contours indicate depth to basement from sea floor (after McMillan 1982)

Known and Potential Hydrocarbon Occurrences Heavy gravity oil was recovered in Heron H-73, drilled on the flank of a salt diapir in the South Whale Subbasin. Salt structures, together with plays at the unconformity constitute the main opportunities for hydrocarbon entrapment.

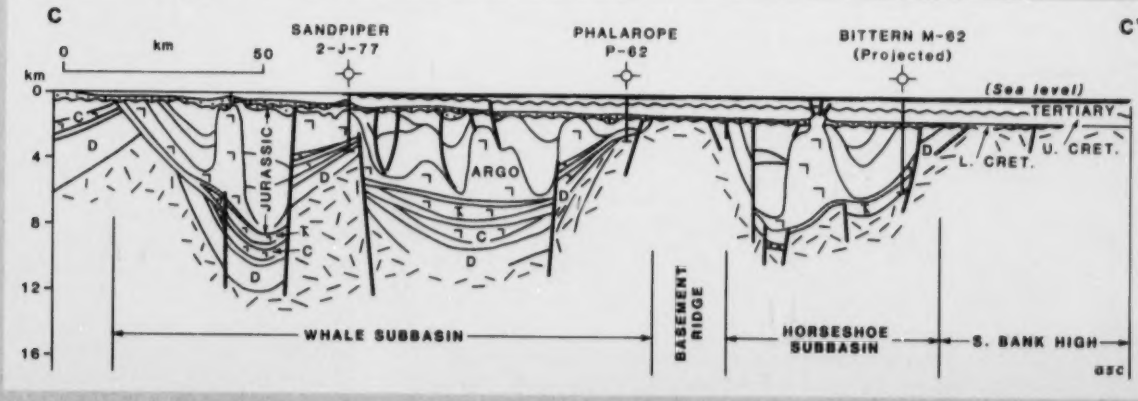


Figure 3.44 Structure section (C-C') through the Whale and Horseshoe subbasins

EAST NEWFOUNDLAND SHELF

Area Approximately 230 000 square kilometres from the inner limit of sediments to the 400 metre isobath between Grand Banks South and the Cartwright Arch (46°-54°N). All offshore.

Geology This area consists of three partly overlapping depocentres and contains a maximum of more than 14 kilometres of sediments. Oldest beds are a fault bounded Carboniferous succession with thick continental clastics and minor carbonate and evaporite units. The Mesozoic basin formed during the breakup of North America and Europe. It is bounded to the west by a major basement hinge zone and to the east by an outer ridge complex, Figure 3.43. Rift basin Triassic and Jurassic sediments are coarse red clastics and evaporites overlain by marine Jurassic facies. The Lower Cretaceous syndrift sequences include coarse clastics shed north and east into the Avalon Basin. These are covered by transgressive Upper Cretaceous and Tertiary shales with minor sandstone and limestone beds. The Tertiary age depocentre overlaps the other two. It contains up to 5500 metres of predominately mudstones and siltstones.A generalized stratigraphic column is presented in Figure 3.45.

Drilling History The first well in this area was drilled at the extreme southern end of the Jeanne d'Arc subbasin in 1971. Ten additional wells were drilled through 1975 with the only significant show at Adolphus. There was no further drilling until 1979 when the discovery well at Hibernia was drilled. This was closely followed by 15 wells including 6 stepouts at Hibernia. Four of the 9 new wildcats were significant oil discoveries.

Potential Source Rocks An excellent source rock for oil generation has been identified in the Jurassic Kimmeridgian age sequences. All of the oils discovered at Hibernia, Ben Nevis and the Adolphus oil show have been tentatively correlated to this source. These oils indicate a higher level of maturation than has so far been encountered in the source rocks indicating migration from deeper in the basin. Older Jurassic rocks are low in organic carbon content while overlying Cretaceous and Tertiary sediments are terrestrially domained and largely immature.

Potential Reservoir Rocks Basal clastics and carbonates in the upper Paleozoic and lower part of the Mesozoic may provide some reservoirs in areas where they are shallow enough to be drilled. Upper Jurassic and Lower Cretaceous synorogenic clastic rocks have demonstrated good porosity in wells drilled on the west and east flanks of the Avalon Basin but they occur above the oil maturation window. The transgressive Upper Cretaceous and Tertiary section contains reservoir beds, but they occur above the oil maturation window.

Known and Potential Hydrocarbon Occurrences The giant Hibernia oil and gas field lies adjacent to the hinge zone on the flank of the Avalon Basin, Figure 3.47. Best estimate for reserves of gas and oil are 57 billion cubic metres and 159 million cubic metres respectively. The structure is a large rollover anticline associated with the hinge zone, Figure 3.46. Other plays include basement and salt related structures, a complex zone of faulting associated with a south-east trending hinge zone across the Avalon Basin and stratigraphic traps both at the mid Cretaceous unconformity and on the basin flanks. Four wells, Ben Nevis, Nautilus, South Tempest, and Hebron have encountered substantial oil accumulations in these plays.

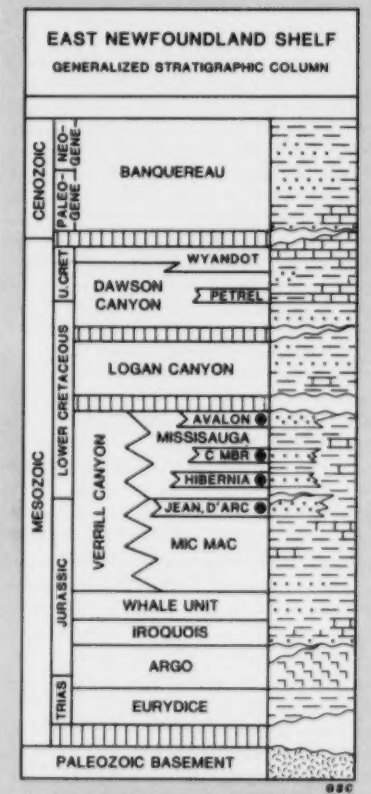


Figure 3.45 Generalized stratigraphic column for East Newfoundland Shelf.

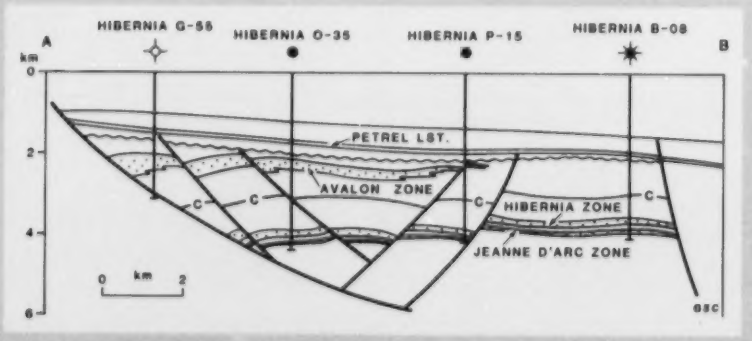


Figure 3.46 Structural cross-section across Hibernia Oil Field showing main oil bearing zones. Line of section indicated on Figure 3.47 (after Benteau and Sheppard 1982)

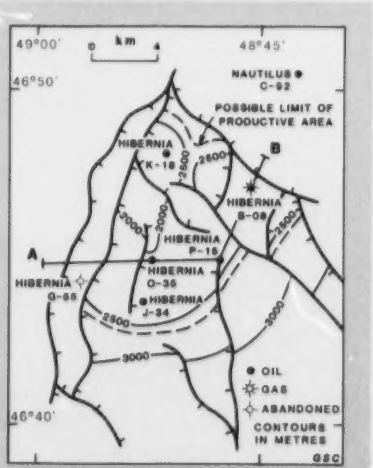


Figure 3.47 Map of Hibernia Oilfield (after Benteau and Sheppard 1982)

EAST NEWFOUNDLAND BASIN

Area Approximately 130 000 square kilometres from the 400 metre isobath to the limit of the continental realm at Orphan Knoll and Flemish Cap to Cartwright Arch. All deep water.

Geology This area (Figure 3.43) is closely related to the adjacent shelf in that it contains the distal parts of all three depocentres, Figure 3.48. The upper Paleozoic sediments are strongly block faulted and overlain by Lower Cretaceous-Jurassic sediments that were deformed and locally eroded at the time of continental breakup. They are unconformably overlain by the Upper Cretaceous and Cenozoic deep water sediments. Based on the results of one well, five regional unconformity bounded sequences are recognized in this area, Figure 3.49. The Paleozoic and Lower Cretaceous beds are shallow marine whereas overlying sequences through late Tertiary are all deep water deposits.

Drilling History Only one well, Texaco *et al* Blue H-28 has been drilled in this area. It was drilled in 1979 in 1,486 m of water to a total depth of 6,088 m below sea level.

Potential Source Rocks Geochemical analyses suggest mature oil source rocks occur in the Cretaceous sediments. The overlying Cenozoic beds are marginally mature. The underlying Paleozoic section is strongly overmature indicative of earlier burial and subsequent erosion. The thick additional Mesozoic section indicated from seismic data to occur off structure should be fully mature. Lower Cretaceous and Jurassic sediments probably occur in this basin, however, organic matter type is unknown.

Potential Reservoir Rocks Porous sandstone reservoir beds were encountered in the Cretaceous but they were water bearing. Only limited porosity occurs in the Paleozoic sandstones. Undrilled Cretaceous and Jurassic strata can be expected to contain reservoir quality beds.

Known and Potential Hydrocarbon Occurrences There are no known hydrocarbon occurrences in this area, however, there are a number of undrilled basement related structures capped by thick Tertiary shales. A number of stratigraphic trapping possibilities occur on the flanks of these structures and at the mid- and Upper Cretaceous unconformities.

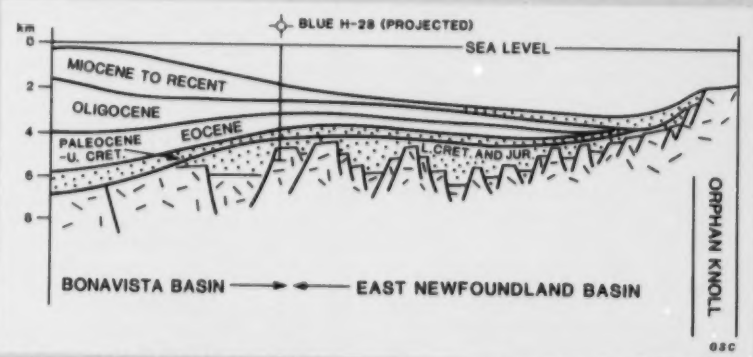


Figure 3.48 Schematic E-W cross-section across East Newfoundland Basin (see Figure 3.43 for location of Orphan Knoll)

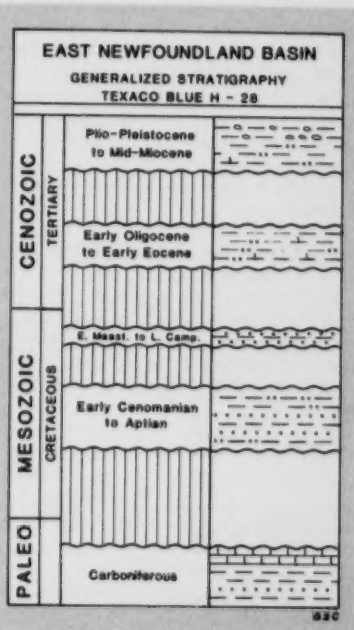


Figure 3.49 Lithology and age of sediments in Texaco *et al* Blue H-28

LABRADOR SHELF

Area Approximately 180 000 square kilometres from the Cartwright Arch to Davis Strait High, and between the western edge of sediments and the 400 metre isobath, all offshore.

Geology Two depocentres, the Hopedale and Saglek Basins underlie the Labrador Shelf. In the Hopedale Basin, a seaward thickening wedge of Tertiary silty and sandy mudstones overlies an inner shelf graben in which syntectonic Lower Cretaceous volcanics and arkosic sandstones and Upper Cretaceous and lower Tertiary shales were deposited over a block-faulted Paleozoic and Precambrian basement complex. Within the basement complex, there are outliers of Paleozoic carbonates and clastics that provide reservoir rocks. Locally it is possible that the Cretaceous volcanics geophysically mask older Mesozoic sediments as well as the Paleozoic sequences. The Saglek Basin off the Hudson Channel was a Tertiary depocentre and contains up to 10 kilometres of sediments.

Drilling History The first well, Tenneco *et al* Leif E-38, was spudded in 1971 and completed two years later. Since that time drilling has continued slowly (due to a short period each year when ice and weather conditions permit drilling operations) to the present total of 23 wells drilled and three in progress.

Potential Source Rocks Gas and condensates have been discovered in five wells in the Hopedale Basin. Geochemical analyses indicate the condensates are broadly related, and the product of a Type III (terrestrial) kerogen. However, the level of thermal maturation in the wells is generally low suggesting migration of the hydrocarbons from deeper in the basin.

Potential Reservoir Rocks In the Hopedale Basin, the Lower Cretaceous Bjarni sandstone and the Freydis, Gudrid and Leif sand members in the overlying regional shale formations, Figure 3.51, are all of reservoir quality. Locally, reservoir also occurs in the Paleozoic carbonates underlying the coastal plain sequences as at the Gudrid and the Hopedale discoveries. Fluvial and marine sandstone units of Cretaceous and early Tertiary age are expected to provide the main reservoirs in the Saglek Basin.

Known and Potential Hydrocarbon Occurrences There are five gas and condensate discoveries and one oil show in the Hopedale Basin. All are related to basement highs which is the major play in this basin, Figure 3.52. However, stratigraphic traps also may occur in conjunction with the depositional limits of the reservoir units. On the north flank of the Saglek Basin, Aquitaine *et al* Hekja discovered gas in a folded Paleocene sandstone reservoir. This well, with approximately 40 metres of net pay, is the most northerly discovered accumulation of hydrocarbons on the Atlantic margin.

Figure 3.50 Location map Labrador Shelf

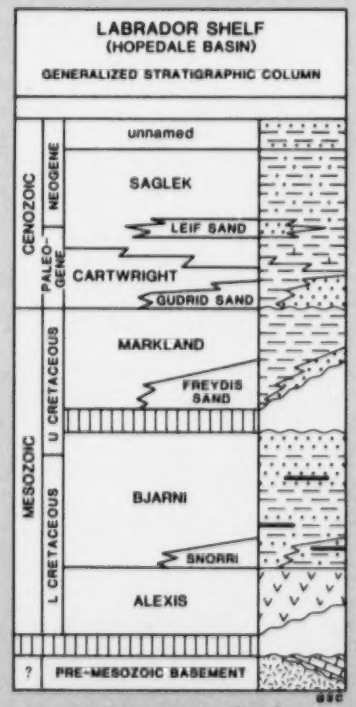


Figure 3.51 Generalized stratigraphy of the Hopedale Basin (after Umpleby 1979)

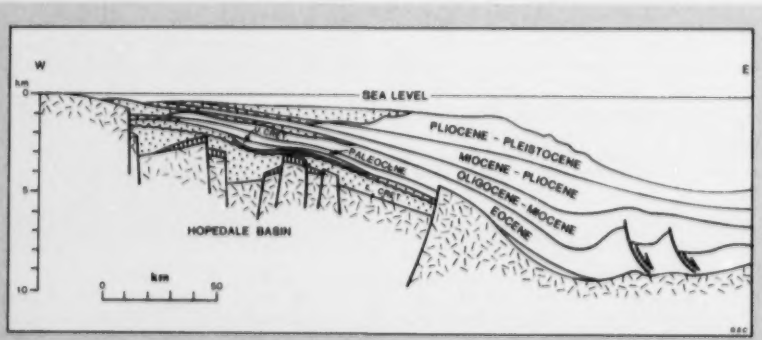


Figure 3.52 Schematic cross-section across Labrador Shelf (Umpleby 1979)

BAFFIN BAY

Area Approximately 305 000 square kilometres from Davis Strait High to Kane Basin. It includes 2000 square kilometres onshore Bylot Island.

Geology The sedimentary geology of offshore Baffin Bay is poorly known but seismic data indicate two areas of relatively thick deposition. At Home Bay, a wedge of Tertiary and possible Upper Cretaceous shales and sandstones, up to four kilometres thick, overlies continental Precambrian and Mesozoic oceanic basements. Tertiary volcanics present in the Davis Strait area, may occur in the subsurface of Home Bay. To the north a depocentre of interpreted Tertiary and Upper Cretaceous sediments, in excess of 12 kilometres in thickness occurs at the mouth of Lancaster Sound. This unit extends westward, across a sill of Paleozoic carbonates, into Lancaster Sound where it is preserved in a half graben, Figure 3.54.

Drilling History There are no wells in this area.

Potential Source Rocks Source rocks have not been identified in Baffin Bay but a small active oil seep is known from a submarine trough in the Scott Inlet area. Significant thicknesses of sediment, including probable marine Tertiary beds, increases the likelihood of some source rocks being present in the northern part of Baffin Bay.

Potential Reservoir Rocks Tertiary and Upper Cretaceous sandstone reservoirs are expected throughout the area as well as lower Mesozoic and Paleozoic clastics and Paleozoic carbonates along the inner shelf.

Known and Potential Hydrocarbon Occurrences No wells have been drilled on the Canadian margin of Baffin Bay. A drilling program off Greenland failed to find any hydrocarbons. Prospects in this area include structures related to basement fault blocks and ridges, possible down-to-basin faults in areas of rapid Tertiary sedimentation and stratigraphic traps along the basin margin.

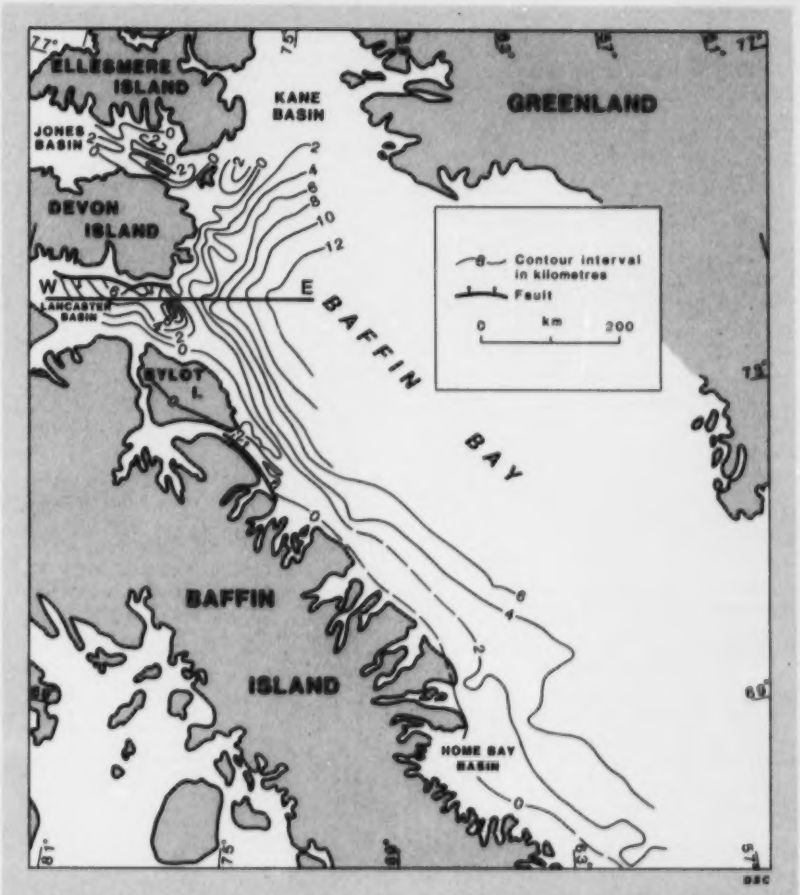


Figure 3.53 Depth to basement map of Baffin Bay. Zero contour indicates limits of Mesozoic-Cenozoic sediments (after Hea *et al* 1980)

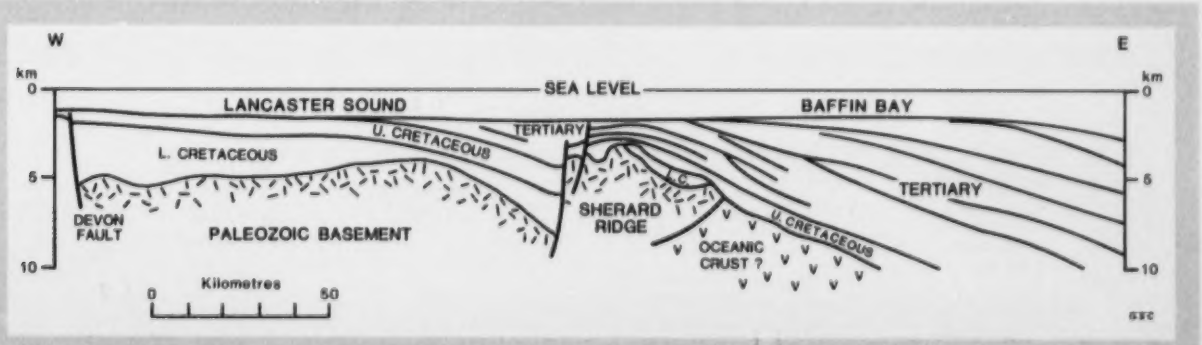


Figure 3.54 Structure section from Lancaster Sound through to Baffin Bay (after Hea *et al* 1980)

PALEOZOIC BASINS — EASTERN CANADA

Introduction

Between the Western Canada Sedimentary Basin and the basins of the Atlantic offshore, there are several sedimentary regions within or flanking the Canadian Shield. The largest of these is the Paleozoic Hudson Bay Basin within the Hudson Platform. To the south, Paleozoic rocks of the St. Lawrence Lowlands cross southern Ontario and extend northeast along the valley of the St. Lawrence to northwestern Newfoundland. To the east, upper Paleozoic rocks of the successor Maritimes Basins underlie the southern Gulf of St. Lawrence and adjacent areas, Figure 3.55.

Numerous small gas and oil fields occur in peninsular southern Ontario. Two small accumulations, one of gas and one of oil and gas have been discovered in the Magdalen Basin. Estimates of potential have been made for each of the major regions, however, in the case of the Hudson Platform, with only three wells and limited seismic data in more than a 600 000 square kilometres offshore area, this assessment is based on a minimum of geological data.

Reserves

In southern Ontario, the remaining reserves as of 1982 were 836 thousand cubic metres for recoverable oil and 8.8 billion cubic metres for gas.

Potential

Estimates of oil and gas potential for each of the Basins are given in Tables XI. Only southern Ontario can be considered adequately explored. Potential is considered greatest in the Hudson Platform for both oil and gas. Drilling targets for all basins are thought to be small relative to other frontier regions and consequently have had limited and sporadic exploration. The amount of drilling and geophysics in Hudson Bay is too sparse to encourage more active exploration, and the geological understanding of all basins (except southern Ontario) is inadequate to predict the hydrocarbon potential with confidence, hence the speculative values could be significant.

Figure 3.55 Index map of Paleozoic Basins of Eastern Canada. Contours indicate sediment fill in kilometres

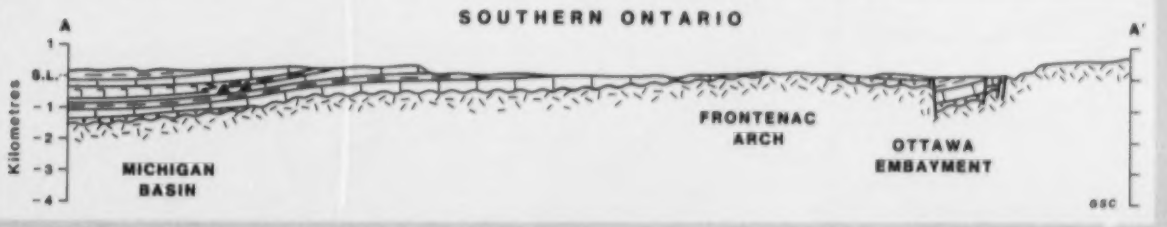


Figure 3.56 Schematic section across southern Ontario

TABLE XI
OIL AND GAS POTENTIAL (RECOVERABLE)

OIL POTENTIAL ($10^6 m^3$)	High Confidence	Average Expectation	Speculative Estimate
St. Lawrence Lowlands	4	17	52
Hudson Platform	10	130	360
Maritimes Basins	3	20	95
TOTAL	*20	167	*605

GAS POTENTIAL ($10^9 m^3$)	High Confidence	Average Expectation	Speculative Estimate
St. Lawrence Lowlands	10	60	150
Hudson Platform	10	90	400
Maritimes Basins	20	40	290
TOTAL	*46	190	*660

* These numbers do not add arithmetically but must be summed using statistical techniques

ST. LAWRENCE LOWLANDS

Area Approximately 293 000 square kilometres of which 160 000 square kilometres is offshore in the Great Lakes and the northern Gulf of St. Lawrence.

Geology Paleozoic rocks extend in a narrow belt from peninsular southern Ontario, along the St. Lawrence River, to the northern Gulf of St. Lawrence and includes Anticosti Island, and parts of Gaspe and northwestern Newfoundland, Figure 3.56. In southern Ontario, the stratigraphy consists of the marginal and shallow marine facies of the adjacent Allegheny and Michigan Basins and includes basal sandstones, shelf carbonates with attendant reef and evaporite facies, and shales. Maximum thickness is less than two kilometres, Figure 3.55. Coeval, but much thicker (up to six kilometres) sequences of carbonates and clastics occur in the Anticosti Basin.

Drilling History Drilling began in southern Ontario in 1858 with discovery of the Oil Springs field. Since then, over 40,000 wells have been drilled. Numerous wells have been drilled along the St. Lawrence River with no significant success. More recently exploration has moved into offshore Lake Erie where more than 1000 wells have been drilled. The Gaspe region has had a long, but sporadic exploration history as has Anticosti Island and Western Newfoundland.

Potential Source Rocks Hydrocarbons in the numerous gas and oil fields in southern Ontario have probably migrated from the adjacent basins but indigenous source rocks may occur in Ordovician marine bituminous shales, and Silurian reefs. In the Anticosti Basin, Ordovician shales and basinal equivalents of the Silurian carbonates are the likely sources of numerous seeps and minor shows.

Potential Reservoir Rocks Sandstones as well as porous carbonates are reservoir rocks in southern Ontario. Similar shelf carbonate and clastic facies have exhibited porosity in the other areas.

Known and Potential Hydrocarbon Occurrences Across southern Ontario, more than a hundred small gas and oil fields occur in rocks ranging from Cambrian to Devonian age. Plays include deformation and updip truncation of Cambrian sandstone and dolomite reservoirs; dolomitization of Ordovician carbonates; updip pinchouts of Lower Silurian sandstones; many Upper Silurian pinnacle and patch reefs, Figure 3.57 and dolomitization of Middle Devonian carbonates. Oil seeps were recorded as early as 1812 in western Newfoundland and 1836 in Gaspe. Subsequent drilling in both areas recorded only small non-commercial accumulations.

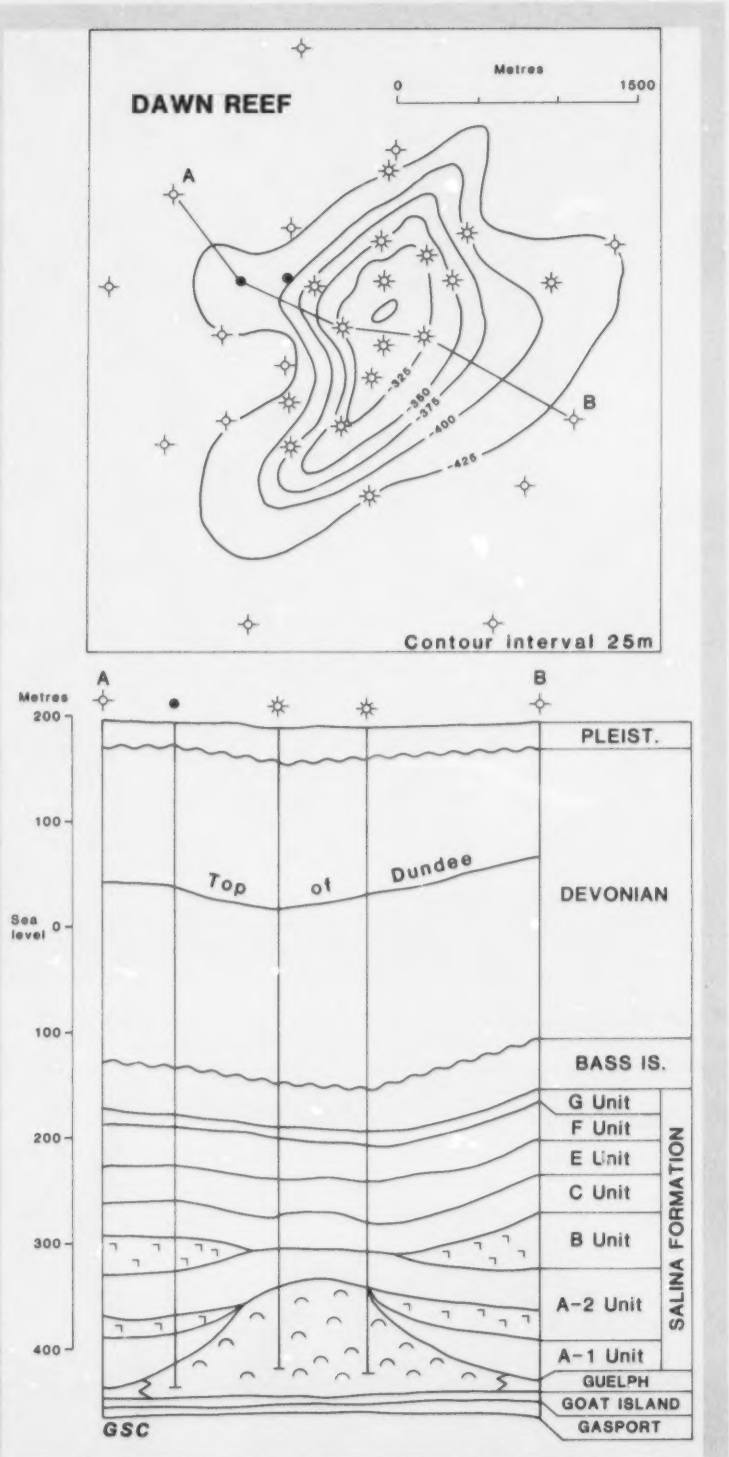


Figure 3.57 Structure map and section of the Dawn Reef of southern Ontario, typical of the small patch reef type of trap

HUDSON PLATFORM

Area Approximately 100 000 square kilometres of which less than a third is onshore.

Geology The Paleozoic rocks of the Hudson Platform are contained in four large but shallow depressions within the Canadian Shield, Figure 3.55. The outcrop patterns indicate these are erosional remnants of a much broader original cratonic cover, Figure 3.59. All are essentially carbonate basins with a variety of facies including small reefs. Some shales, evaporites and sandstones also occur, Figure 3.58. Maximum sedimentary thickness occurs in Hudson Bay Basin where up to two kilometres of sedimentary rocks are known.

Drilling History Several holes were drilled in the onshore areas of the Moose River and Hudson Bay Basins in the 1940's. In 1969, Aquitaine *et al* Walrus was drilled in the offshore. Two additional wells were drilled offshore in 1974. There has been one well drilled in both Foxe Basin and Ungava Bay.

Potential Source Rocks There are no known oil seeps from the rocks in the Hudson Platform although bitumen has been reported from vugs associated with Ordovician reefs. Intervals of black petroliferous shale occur within the Ordovician and Devonian successions. The latter yielded 18 litres per tonne on distillation. There were traces of oil and gas reported from two of the offshore wells although thermal maturation of organic matter appears very low.

Potential Reservoir Rocks The main reservoir beds will be intercrystalline vuggy or reefoid intervals within carbonate formations with seal provided by tight carbonates, shale or evaporite facies.

Known or Potential Hydrocarbon Occurrences There are no known hydrocarbon reserves in this area. Plays would include structures related to basement uplifts, faults, salt, drape over reef buildups, etc. With random porosity developed within regional carbonate formations, stratigraphic traps will be common.

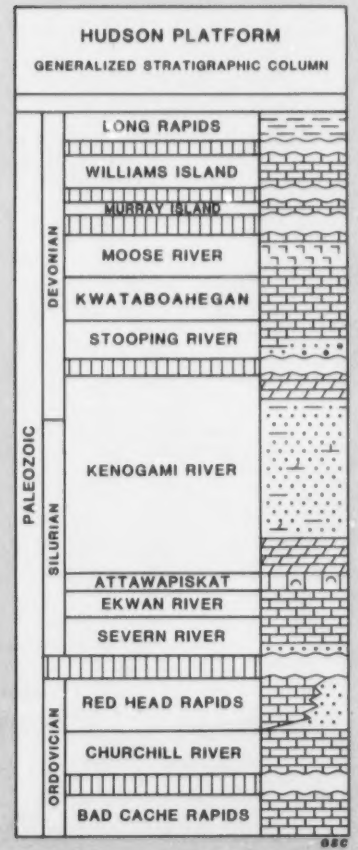


Figure 3.58 Hudson Platform

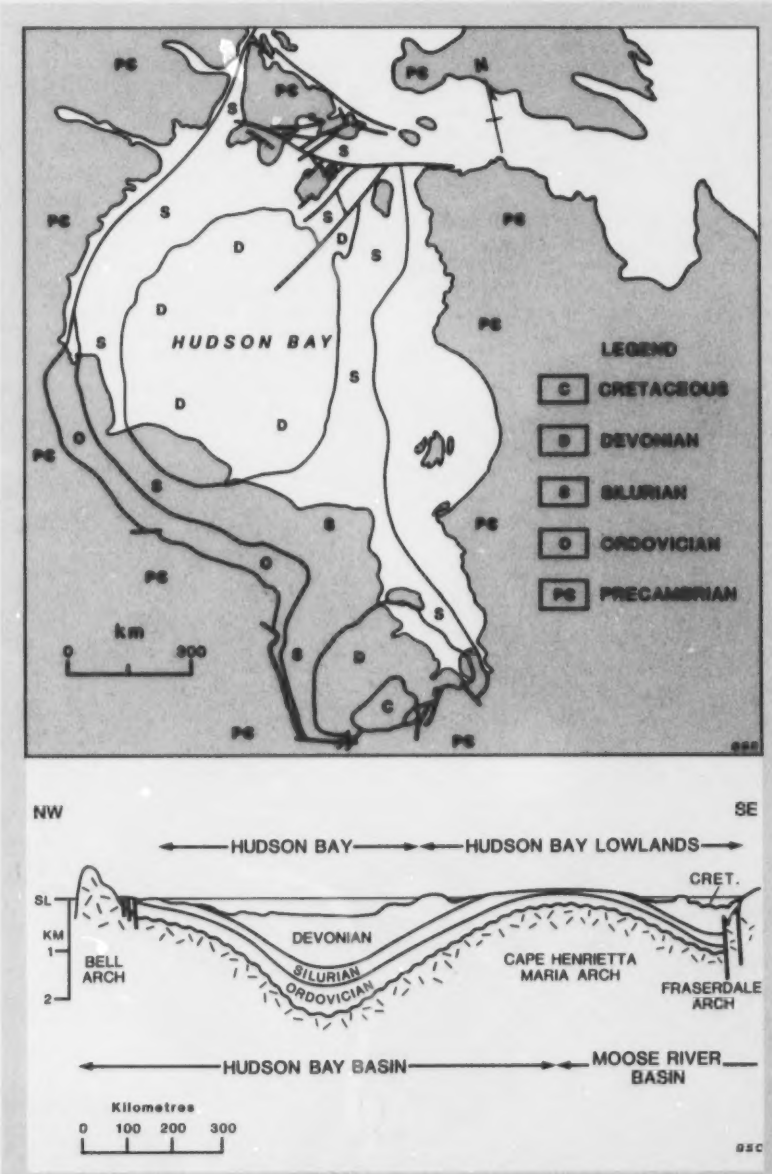


Figure 3.59 Geological map of Hudson Bay-James Bay with structure section (Sanford and Norris 1973)

MARITIMES BASINS

Area Approximately 225 000 square kilometres of which about one third is onshore.

Geology This area includes three major elements; the Magdalen Basin with up to nine kilometres of Upper Devonian to Permian sediments; the Fundy Basin with more than six kilometres of probable Carboniferous to lowermost Jurassic sediments; and the Sydney Basin with up to five kilometres of Carboniferous rocks, Figure 3.61. The oldest formations are largely coarse to fine-grained, red continental clastics succeeded by evaporites and some limestone beds, all of Early Carboniferous age. These are overlain by thick continental red and grey sandstone-shale sequences of Late Carboniferous age and locally thin Permian red beds. A thick wedge of Upper Triassic – lowermost Jurassic continental red beds unconformably overlies the Paleozoic rocks in the Fundy Basin, Figure 3.60.

Drilling History Reliable statistics on early oil and gas exploratory drilling in these areas are not readily available. Between 1970 and 1980, nine wells were drilled in the offshore areas of these basins, six in Magdalen Basin, two in the Sydney Basin and one in the Fundy Basin.

Potential Source Rocks The formations in these areas are almost entirely continental and contain mostly terrestrial organic matter. Also many of the sequences are thermally over-mature indicating gas as the most likely hydrocarbon. An exception is a local occurrence of Early Carboniferous petroliferous lacustrine beds which have generated gas, oil, and the solid bitumen Albertite.

Potential Reservoir Rocks Formations in these basins are dominated by continental sand and shale sequences which contain good reservoir beds with the intervening shales providing seals.

Known and Potential Hydrocarbon Occurrences The small oil and gas field at Stony Creek New Brunswick, was discovered in 1909. In 1974, an exploratory well, East Point, in the Gulf of St. Lawrence tested a small gas accumulation in a Late Carboniferous sandstone reservoir over a large salt structure. Two wells drilled in the Sydney Basin in 1974 and 1976 encountered very minor gas shows in a basal conglomerate. Plays in all these basins will be associated with a variety of basement and salt structures, and stratigraphic traps.

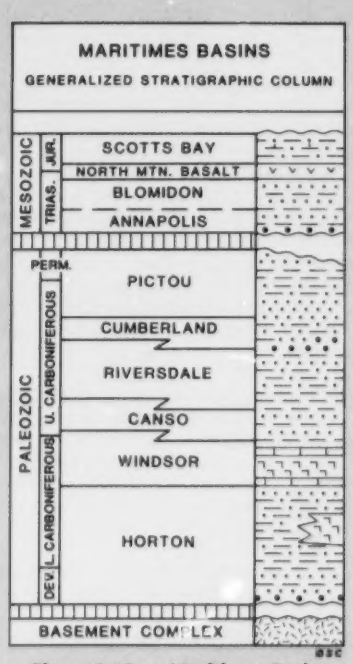


Figure 3.60 Maritimes Basins

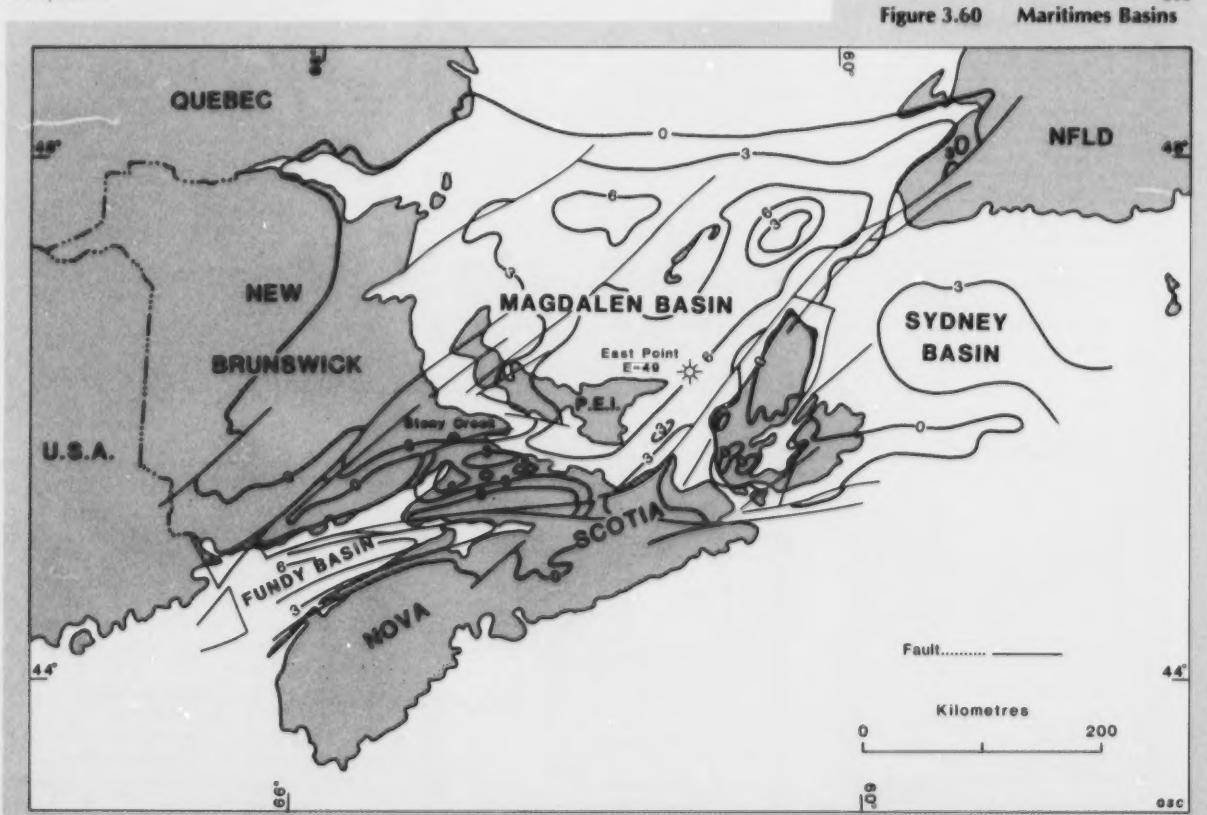


Figure 3.61 Sediment fill map of Maritimes Basins. Contours in kilometres

NON-CONVENTIONAL RESOURCES

FEATURES

OIL SANDS 48

HEAVY OIL 49

CARBONATE OIL 49

DEEP BASIN GAS 49

OIL SHALE 49

ECONOMIC CONSIDERATIONS 50

NON-CONVENTIONAL RESOURCES

Introduction

In addition to Canada's conventional oil and gas resources, major accumulations exist in a non-conventional category. These include oil sands, heavy oil, carbonate oil, "Deep Basin" gas, and oil shale. These resources are termed nonconventional in that they cannot be produced effectively by normal oilfield techniques. These resources are commonly viewed as potential oil and gas but differ from other potential resources in that they have been discovered. Their extent, location and quantity are well defined and the major impediment to their development is the cost of extraction, and development of new technology to reduce those costs.

Oil Sands

Canada's largest and best known oil sands occur in Lower Cretaceous sandstones in Alberta. Although commonly called the Athabasca oil sands, they occur in several separate deposits (Figure 4.1) with a common geological setting. Sandstones and shales of the Lower Cretaceous (Mannville Group) were derived from both the shield area to the east and from orogenic activity in the west. The sands were transported to the Alberta Basin by a series of rivers and deposited in a complex of fluvial-deltaic nonmarine to marine environments. Extensive oil generation, migration and trapping has formed the oil sands which are among the largest oil accumulations in the world. The oil in these sands occurs as bitumen and behaves essentially as a solid unless heated. About 10% of the total deposits crops out at the surface and methods of open-pit mining have been developed. The remainder occurs at depths to 1 000 metres. These latter deposits will probably be developed by in-situ processes using steam and other techniques similar to those of enhanced oil recovery.

Quantities of in-place crude bitumen contained in the oil sands according to the Energy Resources Conservation Board of Alberta are:

	($10^6 m^3$)
Athabasca	152 640
Buffalo Head Hills	920
Cold Lake	32 590
Peace River	11 440
TOTAL	197 590

To date, the two operating mines, Suncor and Syncrude, have processed 65 million cubic metres of crude bitumen which after refining amounts to production of 46 million cubic metres. Established remaining reserves of synthetic crude oil are currently listed as 3 860 million cubic metres.

Oil sands are also known to exist in Triassic sandstones on Melville Island. The deposit is considerably smaller than those in Alberta but probably contains more than 500 million cubic metres of bitumen in-place.

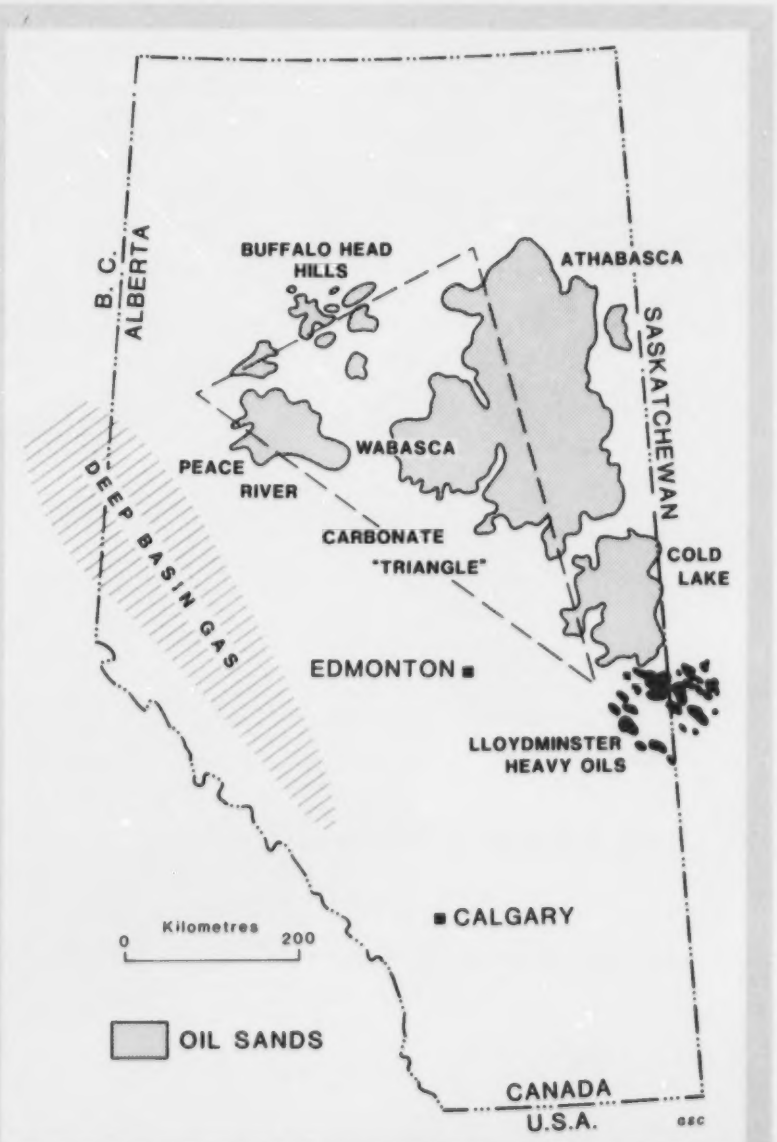


Figure 4.1 Index map. Location of oil sands, deep basin gas, heavy oil, and carbonate oil

Heavy Oil

Deposits of heavy oil in the Lloydminster area are included here as non-conventional even though they have a small component that can be produced conventionally. However, the total percentage of the resource likely to be recovered conventionally is small, and significant future production will have to rely on non-conventional techniques. The heavy oil deposits occur in the same geological setting as the oil sands except that the depositional environment has been dominantly fluvial-intertidal, resulting in a series of thin discontinuous cyclic sand-shale sequences. Individual sandstone beds contain net-pay in the five to ten metre range on average, and occur at depths of about 1000 metres. The gravity of the Lloydminster type oils is higher than in the nearby Cold Lake oil sands and varies from 13° to 18° API.

Total heavy oil in-place, based on extensive geologic analysis, is estimated to be 5 200-7 460-10 630 million cubic metres for high confidence — average expectation and speculative estimates respectively. If the total reserve is restricted to "rich" oil, (thicker beds, high oil saturation, no underlying water, etc.), these values reduce to 2 380-3 010 and 3 650 million cubic metres. The resource is divided almost equally between Alberta and Saskatchewan, and is being actively examined in many fields for application of enhanced recovery methods. Estimates of the total percentage of the resource which will be recoverable are highly cost-price dependent and are not included in this report.

Carbonate Oil

Crude bitumen accumulations are known to exist in carbonate rocks of Devonian and Carboniferous age that subcrop beneath the Alberta oil sands (Figure 4.2). Early estimates of total bitumen in-place were of the same magnitude as that of the oil sands, but very little is known about most of the accumulations in what has been termed the "carbonate triangle" (Figure 4.1). One unit, the Grosmont Formation, is considered to contain the most crude bitumen and has the best reservoir properties for potential development. The Energy Resources Conservation Board of Alberta has designated in-place crude bitumen reserves of 50 million cubic metres to the Grosmont Formation as of December, 1981. The Grosmont accumulations occur at depths of 200 to 500 metres and development will have to rely on in-situ recovery processes.

Deep Basin Gas

Gas resources in quantities as large as Canada's existing reserves are said to exist in the "Deep Basin" of western Alberta and adjacent British Columbia (Figure 4.1). These so-called "tight gas" resources are non-conventional in the sense that they exist down-dip from regional water, and in rocks of very low porosity with ultra low permeability (Figure 4.3). Large scale exploitation of these resources would also be non-conventional, dependent on massive hydraulic fracturing of the section to enable effective drainage. Some of the deep basin gas is in connection with conventional sandstone and conglomerate reservoirs, as in the Falher sands of Cretaceous age in the Elmworth gas field. At Elmworth, some ten billion cubic metres of "tight gas" are considered to be in contact with conglomerates and assigned as reserves. The Geological Survey of Canada has not yet evaluated deep basin "tight gas" potential, which occurs from Permian through Cretaceous units, but industry estimates as high as 8 500 billion cubic metres of gas have been published.

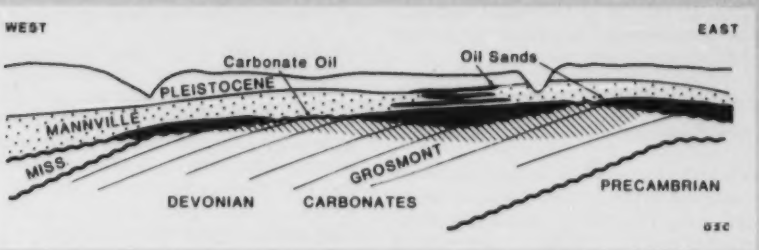


Figure 4.2 Schematic section illustrating trapping of bitumen in oil sands and carbonates

Oil Shale

Canada's oil shale deposits are widely distributed across the country and occur in rocks from Ordovician to Cretaceous age (Figure 4.4). Oil shales actually include a variety of fine-grained sedimentary rocks containing indigenous organic matter that is mostly insoluble in petroleum solvents, and from which shale oil can be extracted by pyrolysis. The organic matter is usually kerogen, an insoluble solid organic material, and lesser amounts of bitumen. The organic material has been derived primarily from algae and spores incorporated into fine-grained sediments.

Carboniferous oil shales of the Albert Formation in New Brunswick are the best known and delineated of Canada's deposits. These deposits are similar lithologically to the famous Green River Shales of Colorado, which are considered economically exploitable. The New Brunswick deposits occur from surface to 615 metres depth. Some intervals contain more than 100 litres of shale oil per tonne of rock. Published reserves are estimated as in

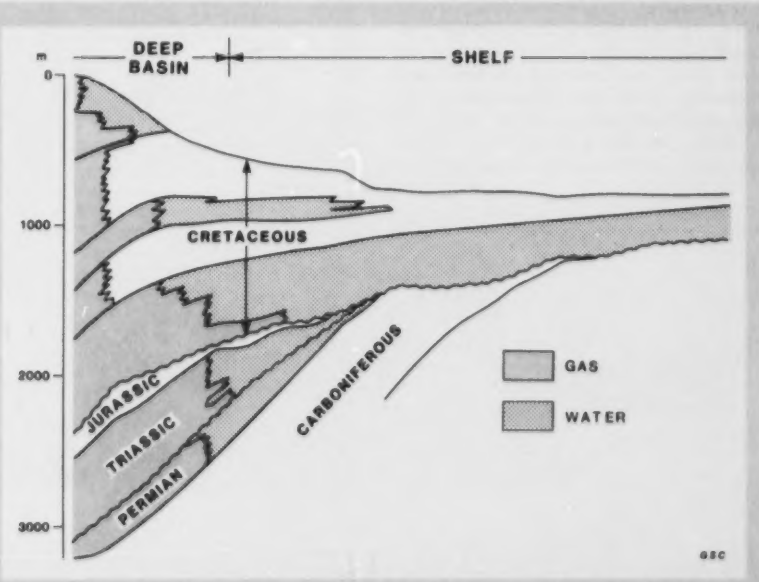


Figure 4.3 Schematic section of tight gas trapped by permeability barriers below water zone

excess of 45 million cubic metres in-place. Except for the New Brunswick deposits, there is insufficient data upon which to base estimates of potential resources.

Economic and Environmental Considerations

Oil Sands The oil sands of Alberta potentially represent energy supplies having no exploration cost. The cost of recovering these resources is a function of the thickness of overburden and/or depth of deposits as well as their pay thickness and quality. Economic evaluation reveals an encouraging comparison of the investment cost per cubic metre (capital investment per cubic metre of recoverable reserves) for these bitumen projects when compared to the development of frontier oil discoveries. Current estimates show that surface mining and in-situ bitumen projects have an investment cost ranging from $20 - $45 per cubic metre of recoverable reserves in 1983 dollars. This compares to $25 - $35 per cubic metre for East Coast development in water depths of less than 100 metres and $40 - $60 per cubic metre for shallow Beaufort Sea developments. However, it must be noted that operating costs for oil sands projects are higher than those for conventional oil operations. Surface mining of oil sands leaves substantial residuals as solid wastes including overburden, and air and water pollutants. Environmental residuals are generally lower for in-situ operations. However, the processing facilities for in-situ operations could contribute to air and water pollution. Mitigation of these undesirable pollutants imposes additional costs.

Deep Basin Gas Tight formation gas is produced from reservoirs with an average permeability of less than 1 millidarcy. Additional costs are incurred in formation fracturing to increase productivity and because of the depths to which these wells are drilled. The gas, however, is sweet and does not require complex processing, and also is accessible to pipeline. No particular environmental hazards are posed.

Oil Shale Costs of oil shale development depend largely on the extraction process. Oil shale can be mined and then processed on the surface, or it can be processed underground (in-situ) and the resulting liquids withdrawn by wells. The drilling, blasting, and excavation technologies applicable to surface coal mining also apply to surface oil shale mining, except that oil shale zones can be very thick and considerably harder than coal seams. The in-situ approach involves fracturing the oil shale underground, introducing heat to cause pyrolysis underground, and collecting and withdrawing the shale oil, through wells, to the surface for upgrading. Upgrading is accomplished by reducing the viscosity, sulphur and nitrogen content of the shale oil. The primary tradeoff in transportation will be between the added cost of transportation of the oil prior to upgrading versus the cost of decentralized refining at each retorting site.

With regard to environmental concerns, surface mining of oil shale leaves many residual air and water pollutants, solid wastes plus overburden, and results in land consumption and reclamation. Environmental residuals are generally lower in underground mines and for in-situ operations than in surface mines, particularly for solid wastes. However, the necessary upgrading or processing facilities would have added costs due to air and water pollution controls and the handling of hot oil production.

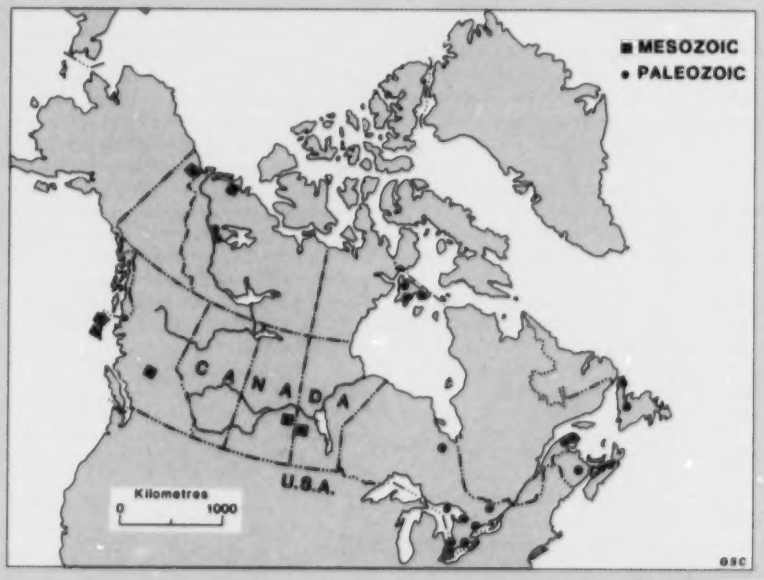
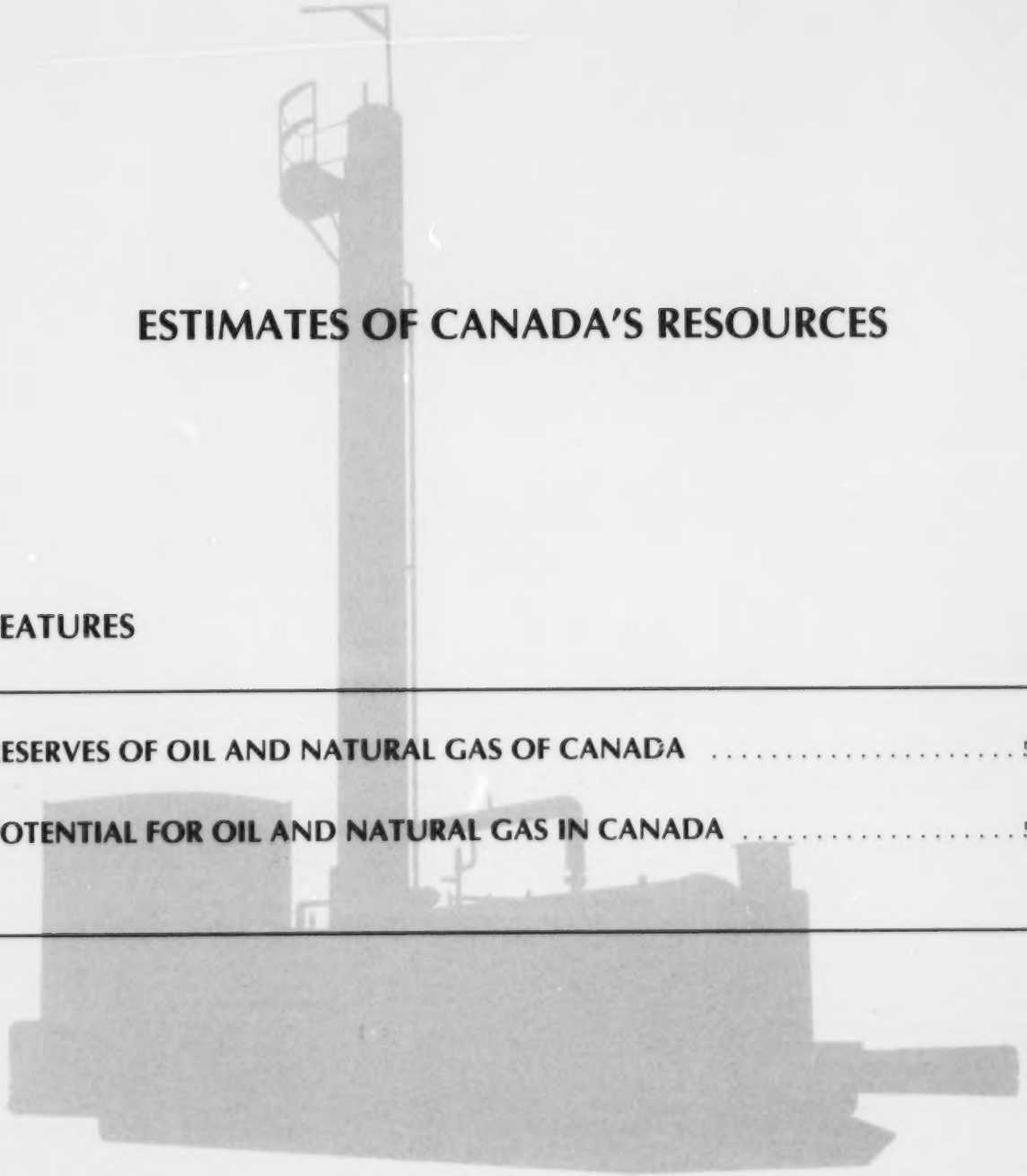


Figure 4.4 Index map of oil shale occurrences in Canada



ESTIMATES OF CANADA'S RESOURCES

FEATURES

RESERVES OF OIL AND NATURAL GAS OF CANADA 52

POTENTIAL FOR OIL AND NATURAL GAS IN CANADA 53

RESERVES

TABLE XII
REMAINING RESERVES AND DISCOVERED RESOURCES OF CANADA
(Recoverable)

	OIL ($10^6 m^3$)	GAS ($10^9 m^3$)
WESTERN CANADA SEDIMENTARY BASIN	754	2111
BEAUFORT SEA-MACKENZIE DELTA	117*	286*
ARCTIC ISLANDS	76*	361*
EASTERN CANADA-OFFSHORE	225*	246*
PALEOZOIC BASINS-EASTERN CANADA	1*	9*
TOTAL	1173	3013

* Best current estimate of discovered resources

Conventional Oil and Gas Reserves

The most recent estimates of remaining established reserves prepared by the National Energy Board (NEB) as of year end 1981 are indicated in Table XII for the Western Canada Sedimentary Basin. These values have been adjusted modestly to incorporate slight differences in reserves in the District of Mackenzie estimates provided by the Resource Evaluation Branch, a unit of the Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA). Best current estimates of discovered resources in the frontier regions were supplied by COGLA and are indicated in Table XII. Estimates of reserves shown for the Paleozoic Basins of Eastern Canada (all in Southern Ontario) are from the Canadian Petroleum Association.

The distinction between established reserves and best current estimates of discoveries cannot be overemphasized. The established reserves can be viewed as rigorously quantified amounts of oil and gas that can be produced with identified economics with high certainty. The best current estimates, on the other hand, are commonly based on a single well per discovery plus best available geological-engineering judgement. Such estimates are subject to major revision. The economic viability of discovered resources in frontier basins is at this time uncertain. The inclusion of both types of reserves in Table XII is for convenience of comparison and does not imply equality of confidence in the estimates.

The tabulation of reserves indicates that although important discoveries have been made in each of the frontier regions, the bulk of discovered resources exist in the Western Canada Sedimentary Basin. This is particularly true for gas reserves which have grown significantly since the last report, EP 77-1. Oil reserves of Western Canada have declined from 1175 million cubic metres reported in EP 77-1; this decline being slightly less than the amounts discovered in frontier regions in the same time period.

Non-Conventional Oil and Gas Reserves

All of the resources indicated in the chapter on Non-Conventional Resources could be counted as reserves in the sense that they have been discovered and their distribution is known with some high level of confidence. However, because the quantities that can ultimately be produced from these resources is totally dependent on as yet uncertain costs and future technology, only a small amount can be considered equivalent to the reserves indicated in Table XII. The established remaining reserve estimate of synthetic crude oil of 3 860 million cubic metres as of year-end 1981 (Energy Resources Conservation Board of Alberta) represents reserves of oil sands in the mining area known to be economically viable at this time.

Enhanced Oil Recovery

A category of oil potential that has not been discussed elsewhere in this report is additional oil that may be recovered from existing and potential oil pools by the introduction of enhanced oil recovery techniques. These techniques include a wide variety of processes, many of them experimental, designed to recover oil left behind in the reservoir after primary and secondary (waterflood) production. Methods include the introduction of chemicals, steam stimulation and floods, carbon dioxide floods, and wet and dry thermal stimulation.

Introduction of enhanced recovery methods usually requires very detailed reservoir characterization, computer modelling of the proposed process and small scale (pilot) field trial before actual field development. The final field application usually involves much closer well spacing than that used in primary-secondary recovery. The total process from design to first production may take five to ten years. All of these considerations contribute to the difficulty of predicting potential quantities of oil that will result from enhanced recovery. The Geological Survey's current estimate of enhanced oil recovery potential from Western Canada was prepared in 1978 and suggests a range of 160-500-950 million cubic metres of potential for high confidence, average expectation and speculative values respectively.

POTENTIAL

Table XIII
OIL AND GAS POTENTIAL OF CANADA
(Recoverable)

OIL POTENTIAL ($10^6 m^3$)	High Confidence	Average Expectation	Speculative Estimate
WESTERN CANADA SEDIMENTARY BASIN	234	593	1210
CORDILLERAN BASINS	—	50	110
BEAUFORT SEA-MACKENZIE DELTA	307	1347	2962
ARCTIC ISLANDS	316	686	1305
EASTERN CANADA OFFSHORE	512	1877	3392
PALEOZOIC BASINS-EASTERN CANADA	20	167	605
TOTAL	*1486	4720	*8995

GAS POTENTIAL ($10^9 m^3$)	High Confidence	Average Expectation	Speculative Estimate
WESTERN CANADA SEDIMENTARY BASIN	1544	2504	4930
CORDILLERAN BASINS	40	270	760
BEAUFORT SEA-MACKENZIE DELTA	871	1865	4103
ARCTIC ISLANDS	1100	2257	3662
EASTERN CANADA OFFSHORE	725	2423	4713
PALEOZOIC BASINS-EASTERN CANADA	46	190	660
TOTAL	*4342	9509	*18285

* These numbers do not add arithmetically but must be summed using statistical techniques

Conventional Resources

Quantities of oil and gas estimated to exist in the six petroleum regions of Canada are listed in Table XIII. The values of estimates are indicated as recoverable in the sense of technically recoverable with neither economic constraints nor concern of whether and when the resources may be discovered. Accordingly, the reader is cautioned that potential resources are undiscovered and must not be regarded with the same confidence as estimates of reserves.

Oil potential is estimated to be greatest in the Eastern Canada Offshore Region at both average and speculative values. Expectations are strongly focussed at the region surrounding the giant Hibernia discovery and in small basins to the east. The Beaufort Sea-Mackenzie Delta region ranks second in terms of oil potential, with numerous discoveries already made but as yet poorly defined. The largest remaining potential is expected to occur in intermediate to deep water parts of the Beaufort Sea. The oil potential described for Western Canada will probably occur in much smaller fields than those in the frontiers, but will have the advantage of economic viability and relative ease of exploration.

Gas potential is estimated to be more-or-less equal for each of the frontier regions and the Western Canada Sedimentary Basin, particularly at the average expectation level of confidence. Giant or near giant-sized discoveries have already been made in each of the frontier regions and additional large-sized discoveries can be confidently predicted. The logistical difficulties of development, and consequent costs will ultimately determine which of the regions will contribute most to future supply. The tendency in Western Canada will be for somewhat smaller discoveries, but major fields are estimated to exist albeit with lesser confidence.

Non-Conventional Resources

Quantities of non-conventional resources estimated to exist in Canada dwarf those of the conventional category. They qualify as potential in that their inclusion with established recoverable reserves would certainly present a distorted view. The very large in-place resource estimates have limited meaning until they can be described in an economic context. Of the several categories of non-conventional resources described earlier, the greatest promise for future potential lies in the oil sands and heavy oil deposits. Several additional open-pit mining operations of the same magnitude as the existing two could be developed. Smaller scale in-situ development in the Cold Lake deposit is equally promising and could contribute significant production. Extensive development of the Lloydminster-type heavy oils represents a much smaller scaled series of operations. All of these options are highly sensitive to cost and price consideration.

CONCLUSIONS

Conventional Resources

Canada's potential oil and natural gas resources are large and could ensure self-sufficiency if means can be found to convert a significant portion of them into economic reserves. The potential for future discovery is greater in the frontier regions than in western Canada. This is due to the degree of exploration maturity of the Western Canada Sedimentary Basin.

The portion of these resources that is, or will be, commercially viable depends on prevailing economic conditions as affected by technological progress in development, production and transportation. To date there has been no consensus regarding specific development, production and transportation systems suitable for frontier discoveries, particulary for offshore areas. This has hampered the ability to estimate the contribution that frontier resources can make to future Canadian energy supplies. The Department is working towards providing estimates that can be used with a reasonable degree of confidence.

The pace of exploration, and therefore the rate at which frontier resources are discovered, will be affected by factors that include exploration success; expectations regarding market prices, development and operating costs; prevailing fiscal regimes; technological progress; and successful commercial exploitation of discoveries already made. Lead times from discovery to commercial development are long in frontier regions and it is unlikely that large-volume frontier production will be available to Canadian markets until the 1990's.

For the balance of this decade therefore, domestic oil supply will have to depend primarily on western Canada reserves. Infrastructure already in place in this area ensures that newly-found conventional reserves can be quickly placed on production, however more intensive exploration efforts will be needed to accelerate discovery. Enhanced recovery of existing light and medium crude oil reserves and of heavy crude oil can, as well, make a substantial contribution to supply over this period.

Oil supply beyond 1990 will likely include production from frontier discoveries in the East Newfoundland Shelf, Arctic and the Beaufort Sea regions. Given the appropriate economic climate, additional in-situ oil sands projects, surface mining oil sands plants, heavy oil and an increasing quantity of enhanced recovery supply can also be viewed within this time-frame, as well as a continuing contribution from conventional oil from the Western Canada Basin.

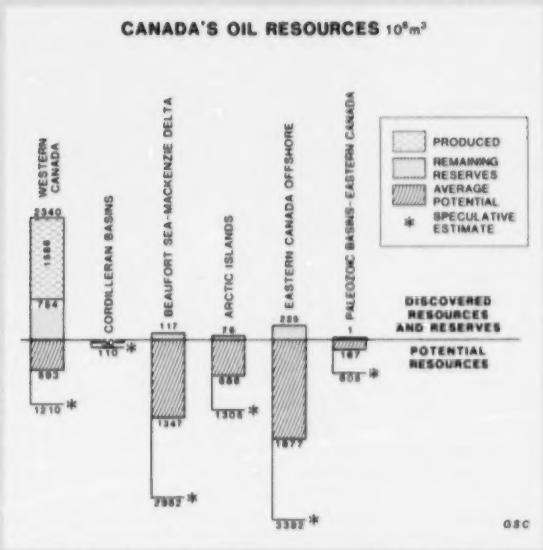


Figure 6.1 Bar chart, Conventional Oil Resources of Canada

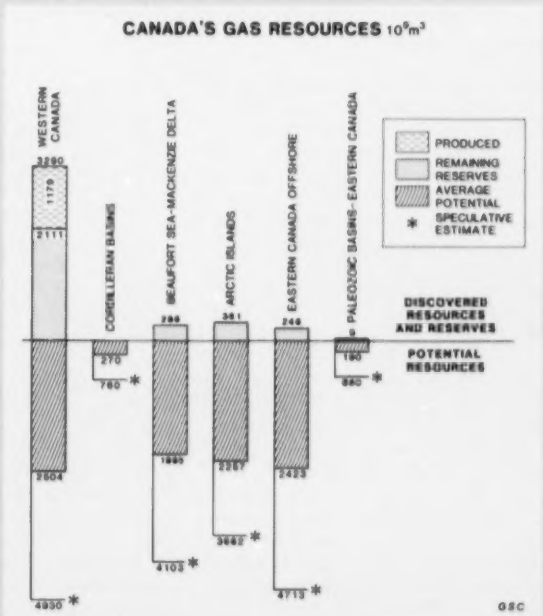


Figure 6.2 Bar chart, Conventional Gas Resources of Canada

In addition to development of oil deposits already taking place in the Mackenzie Corridor, pipeline access to the northern frontiers would open other oil resources of the Mackenzie Corridor to southern markets.

Gas potential estimated in all frontiers plus western Canada, in addition to present reserves, indicates an assured supply. These resources should meet current requirements as well as expansions of Canadian gas markets for the foreseeable future. This will, of course, require development investments to maintain and expand delivery capacity from western Canada.

Major current limitations on frontier gas development are high development, operating and transportation costs, and lack of markets. In addition, remote frontier projects face technological and environmental hurdles.

Non-Conventional Oil Resources

The future mix of non-conventional and conventional resources in supplying domestic energy requirements will depend on the relative costs of exploration, development, operation and delivery to market.

Canada has a large potential supply of oil from heavy oil reservoirs and oil sands deposits. These resources represent a known source of supply, probably exceeding conventional oil resources in terms of quantity ultimately producible. Available upgrading technology together with development and operating costs are the limiting factors in bringing these supplies to the Canadian market. Although the technology for heavy oil and bitumen extraction exists at this time, a full realization of the potential from in-situ recovery and heavy oils will require advances in upgrading technology. Small scale upgrading projects could allow technology demonstration and improvements and hopefully will lead to larger scale projects.

REFERENCES

Bally, A.W., Gordy, P.L., and Stewart, G.A.
1966: Structure, seismic data, and orogenic evolution of southern Canadian Rocky Mountains; Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 14, no. 3, p. 337-381.

Barss, D.L. and Montandon, F.A.,
1981: Sukunka-Bullmoose gas fields: Models for a developing trend in the southern Foothills of northeast British Columbia; Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 29, no. 3, pp 293-333.

Benteau, R.I. and Sheppard, M.G.
1982: Hibernia — a petrophysical and geological review; Journal of Canadian Petroleum Technology, v. 22, no. 3, p. 59-72.

Canada. Energy, Mines and Resources.
1977: Oil and natural gas resources of Canada — 1976; Ministry of Supply and Services, Canada, Report EP 77-1.

Canada. National Energy Board.
1982: National Energy Board annual report, 1982; Ministry of Supply and Services, Canada, 98 p.

Chase, R.L., Tiffin, D.L., and Murray, J.W.
1975: The western Canadian continental margin; *in* Canada's continental margins and offshore petroleum exploration, C.J. Yorath, E.R. Parker, D.J. Glass, eds.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 4, p. 701-721.

Cote, R.P., Lerand, M.M., and Rector, R.J.
1975: Geology of the Lower Cretaceous Parsons Lake gas field, Northwest Territories; *in* Canada's continental margins and offshore petroleum exploration, C.J. Yorath, E.R. Parker, and D.J. Glass, eds.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 4, p. 613-632.

de Witt, R., Gronberg, E.C., Richards, W.B., and Richmond, W.O.
1973: Tathlina area, southern District of MacKenzie; *in* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, ed.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 187-212.

Douglas, R.J.W., Gabrielse, H., Wheeler, J.O., Stott, D.F., and Belyea, H.R.
1970: Geology of western Canada; *in* Geology and economic minerals of Canada, R.J.W. Douglas, ed.; Geological Survey of Canada, Economic Geology Report No. 1, 5th edition, p. 366-488.

Edie, R.W.
1958: Mississippian sedimentation and oil fields in southeastern Saskatchewan; American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 42, no. 1, p. 94-126.

Gilbert, D.L.F.
1973. Anderson Plain, northern District of MacKenzie; *in* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, ed.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 213-244.

Hea, J.P., Arcuri, J., Campbell, G.R., Frazer, I., Fuglem, M.O., O'Bertos, J.J., Smith, D.R., and Zayat, M.
1980: Post-Ellesmerian basins of arctic Canada: Their depocentres, rates of sedimentation and petroleum potential; *in* Facts and principles of world petroleum occurrence, A.D. Miall, ed.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 6, p. 447-488.

Jansa, L.F. and Wade, J.A.
1975: Geology of the continental margin off Nova Scotia and Newfoundland; *in* Offshore geology of eastern Canada; Geological Survey of Canada, Paper 74-30, v. 2, p. 51-105.

Koch, N.G.
1973: Central cordilleran region; *in* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, ed.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 37-72.

Kunst, H.
1973: Peel plateau; *in* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, ed.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 245-274.

Lee, P.J. and Wang, P.C.C.
1983a: Conditional analysis for petroleum resource evaluations; Journal of the International Society for Mathematical Geology, v.15, no. 2, p. 349-361.

Lee, P.J. and Wang, P.C.C.
1983b: Probabilistic formulation of a method for the evaluation of petroleum resources; Journal of the International Society for Mathematical Geology, v.15, no.1, p.163-181.

McCrossan, R.G. and Porter, J.W.
1973: The geology and petroleum potential of the Canadian Sedimentary Basin — A synthesis; *in* The future petroleum provinces of Canada; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 589-720.

McMillan, N.J.
1973: Labrador Sea and Baffin Bay; *in* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, ed.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 473-518.

McMillan, N.J.
1982: Canada's east coast: the new super petroleum province; Journal of Canadian Petroleum Technology, v. 21, no. 2, p. 1-15.

Parsons, W.H.
1973: Alberta; *in* The future petroleum provinces of Canada, R.M. McCrossan, ed.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 73-120.

Procter, R.M., Lee, P.J., and Skibo, D.N.
1981: Canada's conventional oil and gas resources; Geological Survey of Canada, Open File Report 767, 28 p.

Procter, R.M. and McCrossan, R.G.
1980: Gas resources of western Canada; Geological Survey of Canada, Open File Report 672, 30 p.

Porter, J.W., Price, R.A., and McCrossan R.G.
1982: The Western Canada Sedimentary Basin; Royal Society of London, Philosophical Transactions, p. 169-192.

Powell, T.G.
1982: Petroleum geochemistry of the Verrill Canyon Formation: A source for Scotian Shelf hydrocarbons; Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v.30, no. 2, p. 167-179.

Purcell, L.P., Umpleby, D.C., and Wade, J.A.
1980: Regional geology and hydrocarbon occurrences off the east coast of Canada; *in* Facts and principles of world petroleum occurrence, A.D. Miall, ed.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 6, p. 551-566.

Roy, K.J., Procter, R.M., and McCrossan, R.G.
1975: Hydrocarbon assessment using subjective probability; *in* Probability methods in oil exploration; AAPG Research Symposium.

Sanford, B.V. and Norris, A.W.
1973: Hudson Platform *in* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, ed.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 387-410.

Sherwin, D.F.
1973: Scotian Shelf and Grand Banks; *in* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, ed.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 519-560.

Shouldice, D.H.
1971: Geology of the western continental shelf; Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 19, no. 2, p. 405-436.

Teitz, H.H. and Young, F.G.
1982: Canadian hydrocarbon resource development up to the year 2000; Journal of Petroleum Geology, v. 4 no. 4, p. 347-375.

Umpleby, D.C.
1979: Geology of the Labrador Shelf; Geological Survey of Canada, Paper 79-13.

Wade, J.A.
1977: Stratigraphy of Georges Bank Basin: interpreted from seismic correlation to the western Scotian Shelf; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 14, no. 10, p. 2274-2283.

Wallace-Dudley, K.E., Lee, P.J., and Procter, R.M.
1982: Gas resources of northeastern British Columbia; Geological Survey of Canada; Open File Report 817, 19 p.

Williams, E.P.
1973: The Quebec and Maritimes Basin, *in* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, ed.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 561-588.

Yorath, C.J.
1980: The Apollo structure in Tofino Basin, Canadian Pacific continental shelf; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 17, no. 6, p. 758-775.

Young, F.G., Myhr, D.W., and Yorath, C.J.
1976: Geology of the Beaufort-MacKenzie Basin; Geological Survey of Canada, Paper 76-11.

GLOSSARY OF TERMS

allochthonous: Formed elsewhere than its present place.

basement: The undifferentiated complex of rocks that underlie the rocks of interest in an area.

basin analysis: The study of all aspects of geoscience and their interrelationships for a depositional basin.

bathyal: The environment of deposition in deep water between 200 and 2000 metres now largely confined to the outer continental slopes.

bioherm: A moundlike or reeflike mass of rock built up by sedentary organisms.

biostrome: A distinctly bedded extensive mass of rock built by, or made up of, the remains of sedentary organisms.

bitumen: A generic term applied to a solid composed principally of a mixture of hydrocarbons substantially free of oxygenated bodies.

conventional oil and gas: Oil and gas wholly or in part recoverable from a well using standard techniques.

craton: A part of the earth's crust that has attained stability, and has been little deformed for a prolonged period.

depocentre: An area or site of maximum deposition.

diapir: A dome or anticline in which the overlying strata have been ruptured by the intrusion of underlying plastic materials.

epeirogenic: Primarily vertical movements (up or down) of large parts of continents.

epicontinental sea: Situated on the continental interior.

eustatic: Pertaining to worldwide changes of sea level that affect all oceans.

evaporite: A nonclastic sedimentary rock composed primarily of minerals produced from a saline solution as a result of evaporation.

exploration play: A group of similar exploration prospects postulated or proven to contain oil and, or natural gas, i.e. a group of genetically related prospects or pools. A play may contain both discovered pools and conceptual prospects as yet undrilled.

facies: The aspects, appearance, and characteristics of a rock unit, usually reflecting the conditions of its origin.

listric: A usually concave upward surface of fracture.

melange: A body of rock characterized by the inclusion of fragments and blocks of all sizes, both local and exotic, embedded in a sheared matrix.

miogeocline: A prograding wedge of shallow water sediment at the continental margin or along a geosynclinal seaway.

natural gas liquids (NGL's): Hydrocarbons generally produced in association with natural gas, and recoverable as liquids, including propane, butane, and pentanes plus.

orogenic: Related to the process of mountain building.

palinspastic: The process of restoring features to their original spatial positions prior to deformation.

paralic: Pertaining to intertongued marine and continental deposits laid down on the landward side of the coast or in shallow water subject to marine invasion.

prodelta: That part of the delta that is below the effective depth of wave erosion.

prospect: A geological configuration (e.g. a structure defined geophysically)conceived to have trapped petroleum that forms a target for drilling.

salt pillow: An embryonic salt dome rising from its source bed, still at depth.

sebkha: A supratidal environment of deposition formed under arid conditions on restricted coastal plains just above high tide level.

subcrop: A subsurface contact that describes the areal limit of a formation beneath an unconformity.

subduction: The process of one lithospheric plate descending beneath another.

syntectonic: A geologic process or event occurring during a period of tectonic activity.

terrane: A crustal fragment characterized by a distinctive, laterally persistent stratigraphic record that differs from the coeval records in neighboring terranes, from which it is separated by major faults and, or structurally complex zones.

turbidity flow: A tongue-like flow of dense sediment laden water moving down a slope.

vesicles: Cavities of various shapes in lava formed by the entrapment of gas bubbles during solidification.

vug: A small cavity in rock commonly lined with crystals.

MC82
-8C21e
83-31F
c.2

COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA
GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA

ÉTUDE 83-31

RESSOURCES EN PÉTROLE ET GAZ NATUREL DU CANADA 1983

R.M. PROCTER, G.C. TAYLOR ET J.A. WADE

Canada

1984

COMMISSION GÉOLOGIQUE
ÉTUDE 83-31

RESSOURCES EN PÉTROLE ET GAZ NATUREL DU CANADA 1983

LIBRARY / BIBLIOTHÈQUE
FEB 8 1984
GEOLOGICAL SURVEY
COMMISSION GÉOLOGIQUE

par R.M. PROCTER, G.C. TAYLOR
et J.A. WADE

©Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984

En vente au Canada chez:

les libraires autorisés
et d'autres libraires

En vente par la poste:

Centre d'édition du gouvernement du Canada
Approvisionnements et Services Canada
Hull (Québec) Canada K1A 0S9

et

Commission géologique du Canada
601, rue Booth
Ottawa, Canada K1A 0E8

et

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
Commission géologique du Canada
3303, 33e Rue N.-O.
Calgary (Alberta)
T2L 2A7

Des exemplaires de cette publication sont également
déposés dans des bibliothèques publiques du Canada

N° de catalogue M44-83/31F — Canada: 4 $
ISBN 0-660-91200-7 — Autres pays: 4,80 $

Prix sujet à changement sans avis préalable

Rédacteur scientifique

E.J.W. Irish

Chef de la production

L. MacLachlan

Mise en page et illustrations sous la supervision de:

J.W. Thomson
W.P. Vermette

Section de la cartographie

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière

Adresses des auteurs

J.A. Wade
Centre géoscientifique de l'Atlantique
Institut océanographique de Bedford
B.P. 1006
Dartmouth (Nouvelle-Écosse)
B2Y 4A2

R.M. Procter et G.C. Taylor
Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
Commission géologique du Canada
3303, 33e Rue N.-O.
Calgary (Alberta)
T2L 2A7

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ 1

INTRODUCTION 5

RÉGIONS PÉTROLIÈRES DU CANADA 11

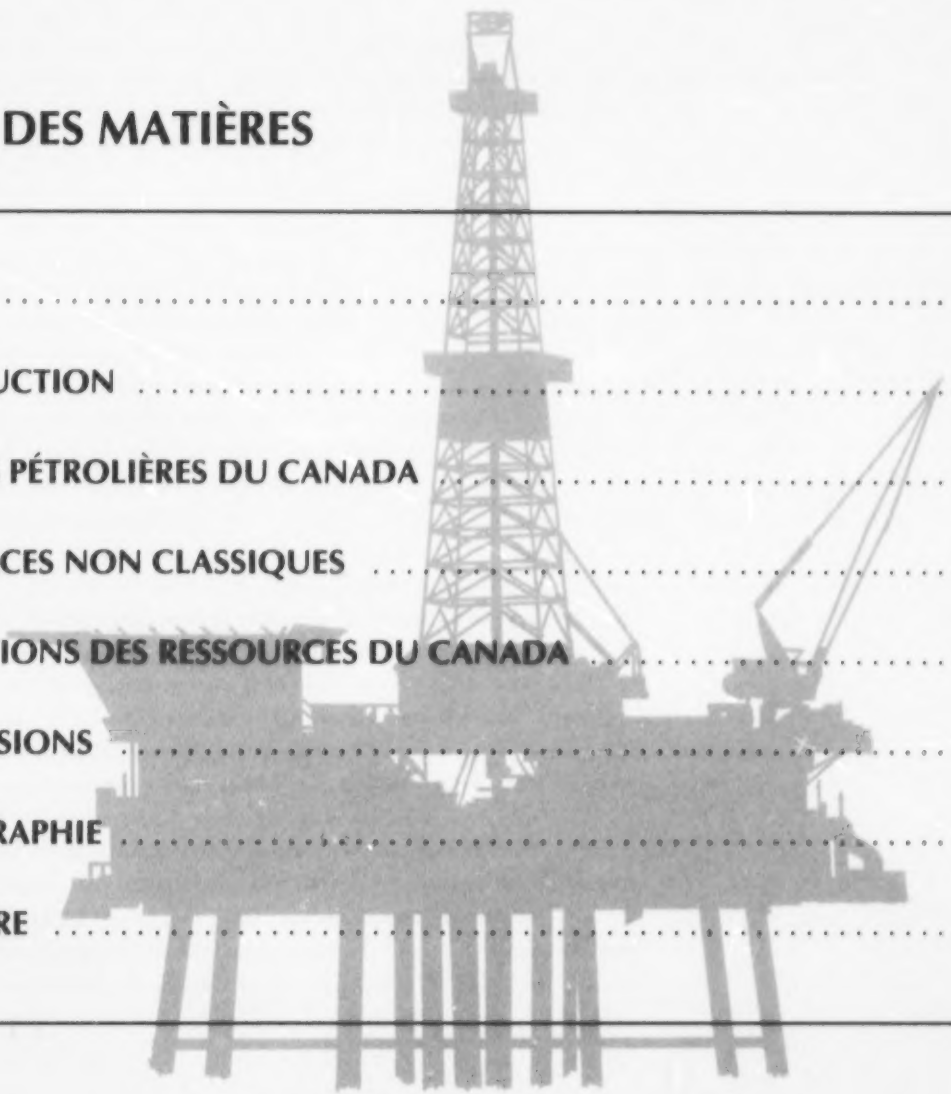
RESSOURCES NON CLASSIQUES 51

ÉVALUATIONS DES RESSOURCES DU CANADA 55

CONCLUSIONS 58

BIBLIOGRAPHIE 60

GLOSSAIRE 63



ILLUSTRATIONS

TABLEAUX

I	Ressources classiques en pétrole et en gaz naturel du Canada	3
II	Réserves restantes prouvées de l'Ouest canadien	14
III	Potentiel en pétrole et en gaz naturel (extractible) de l'Ouest canadien	14
IV	Potentiel en pétrole et en gaz naturel au large de la côte ouest	21
V	Ressources découvertes, région de la mer de Beaufort	26
VI	Potentiel en pétrole et en gaz naturel de la région de la mer de Beaufort	26
VII	Ressources découvertes dans la région des îles de l'Arctique	30
VIII	Potentiel en pétrole et en gaz naturel (extractible) de la région des îles de l'Arctique	30
IX	Ressources découvertes de la côte est	35
X	Potentiel en pétrole et en gaz naturel (extractible) de la côte est	35
XI	Potentiel en pétrole et en gaz naturel (extractible) des bassins paléozoïques de l'Est canadien	47
XII	Réserves restantes et ressources découvertes au Canada (extractibles)	56
XIII	Potentiel en pétrole et en gaz naturel au Canada (extractible)	57

FIGURES

1.1	Régions pétrolières du Canada	1
1.2	Ressources en pétrole classique du Canada	2
1.3	Ressources en gaz naturel classique du Canada	2
1.4	Ressources pétrolières reconnues au Canada	2
2.1	Évaluation du potentiel pétrolier d'un bassin hypothétique	7
2.2	Gisements hypothétiques d'une situation à explorer, classés suivant le volume	7
2.3	Modèle de découverte hypothétique	8
3.1	Régions pétrolières du Canada	12
3.2	Échelle des temps géologiques	12
3.3	Carte du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	13
3.4	Position des principaux récifs, biohermes et biostromes du Dévonien	15
3.5	Coupe stratigraphique généralisée du bassin de l'Alberta	16
3.6	Distribution des faciès dans la stratigraphie carbonifère du bassin de Williston	17
3.7	Coupe structurale généralisée à travers les Contreforts des Rocheuses au Sud de l'Alberta	18
3.8	Coupe structurale généralisée à travers les Contreforts du Nord de la Colombie-Britannique	18
3.9	Coupe structurale du champ Bullmoose, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique	18
3.10	Subdivisions physiographiques des bassins du Nord	19
3.11	Coupe stratigraphique schématique à travers le plateau de Peel	20
3.12	Relations stratigraphiques des récifs Dévoniens de la formation de Kee Scarp	20
3.13	Positions des bassins de la côte ouest de la Colombie-Britannique	21
3.14	Coupe stratigraphique schématique à travers le détroit de la Reine-Charlotte	22
3.15	Colonne stratigraphique généralisée, détroit de la Reine-Charlotte	22
3.16	Colonne stratigraphique généralisée, bassin de Tofino	23

3.17 Affleurement du fond marin, anticlinal Apollo 23
3.18 Coupe structurale schématique (sismique), bassin de Winona 23
3.19 Position des bassins d'Entremont 24
3.20 Coupe schématique transversale des terrains compris entre les dépressions de Tyaughton et de Quesnel 24
3.21 Relations stratigraphiques, région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie 25
3.22 Decouvertes de pétrole et de gaz, région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie 25
3.23 Coupe structurale schématique, champ de gaz de Parsons Lake 27
3.24 Colonne stratigraphique généralisée, Sud du delta-péninsule de Tuktoyaktuk 27
3.25 Paléœnvironnements de la séquence de Kugmallit 28
3.26 Coupe sismique à travers le champ Tarsiut 28
3.27 Colonne stratigraphique généralisée, île Richards-mer de Beaufort 28
3.28 Relations stratigraphiques dans les îles de l'Arctique 29
3.29 Régions des îles de l'Arctique en cours d'évaluation 30
3.30 Configuration des pièges stratigraphiques dans la plate-forme 31
3.31 Colonne stratigraphique généralisée, plate-forme stable de l'Arctique 31
3.32 Pièges structuraux au-dessus et au-dessous des évaporites 32
3.33 Colonne stratigraphique généralisée, zone de plissements de l'Arctique 32
3.34 Carte structurale du groupe de Heiberg-gisement de Jackson Bay 33
3.35 Coupe sismique à travers le gisement de Jackson Bay 33
3.36 Carte-index des bassins de la côte est, indiquant l'épaisseur des sédiments du Mésozoique et du Cénozoique 34
3.37 Carte-index de la région du banc Georges 36
3.38 Coupe structurale à travers le banc Georges (A-A'), du bassin Scotian jusqu'au bassin du banc Georges 37
3.39 Carte-index du plateau Scotian, montrant quelques-unes des découvertes de pétrole et de gaz naturel dans les environs de l'île de Sable 37
3.40 Coupe structurale à travers le plateau Scotian (B-B') 38
3.41 Carte du champ Venture. Coupe structurale généralisée du champ de gaz Venture 39
3.42 Colonne stratigraphique généralisée, plateau Scotian 39
3.43 Carte-index des bassins des Grands Bancs (Sud), du plateau de l'Est de Terre-Neuve et du bassin de l'Est de Terre-Neuve 40
3.44 Coupe structurale à travers les sous-bassins de Whale et de Horseshœ 40
3.45 Colonne stratigraphique généralisée, plateau de l'Est de Terre-Neuve 41
3.46 Coupe structurale à travers le gisement Hibernia, montrant les principales zones pétrolifères 42
3.47 Carte du champ pétrolifère Hibernia 42
3.48 Coupe schématique est-ouest à travers le bassin de l'Est de Terre-Neuve 43
3.49 Colonne stratigraphique de la lithologie et de l'âge des sédiments traversés par le puits Blue H-28 de Texaco et al 43
3.50 Découvertes de pétrole et de gaz naturel sur le plateau du Labrador 44
3.51 Colonne stratigraphique généralisée, bassin de Hopedale 44
3.52 Coupe schématique à travers le plateau du Labrador 44

3.53 Carte de la baie Baffin démontrant la profondeur du socle 45
3.54 Coupe structurale à travers la région allant du détroit de Lancaster à la baie Baffin 45
3.55 Carte-index des bassins paléozoïques de l'Est canadien 46
3.56 Coupe schématique à travers le Sud de l'Ontario 46
3.57 Carte structurale et coupe du récif de Dawn (Sud de l'Ontario) 48
3.58 Colonne stratigraphique schématique des sédiments de la plate-forme d'Hudson 49
3.59 Carte géologique et coupe structurale de la région baie d'Hudson-baie James 49
3.60 Colonne stratigraphique schématique d'un bassin type des Maritimes 50
3.61 Carte sédimentaire des bassins des Maritimes 50
4.1 Carte-index indiquant la position des sables pétrolifères, des formations étanches, des pétroles lourds et des carbonates pétrolifères 52
4.2 Coupe schématique illustrant le mécanisme de piégeage du bitume dans les sables et carbonates pétrolifères 53
4.3 Coupe schématique à travers des formations de gaz étanches, dans des roches de faible perméabilité, sous la zone aquifère 53
4.4 Carte-index des accumulations de schistes pétrolifères au Canada 54
6.1 Ressources en pétrole classique du Canada 58
6.2 Ressources en gaz naturel classique du Canada 58

RÉSUMÉ

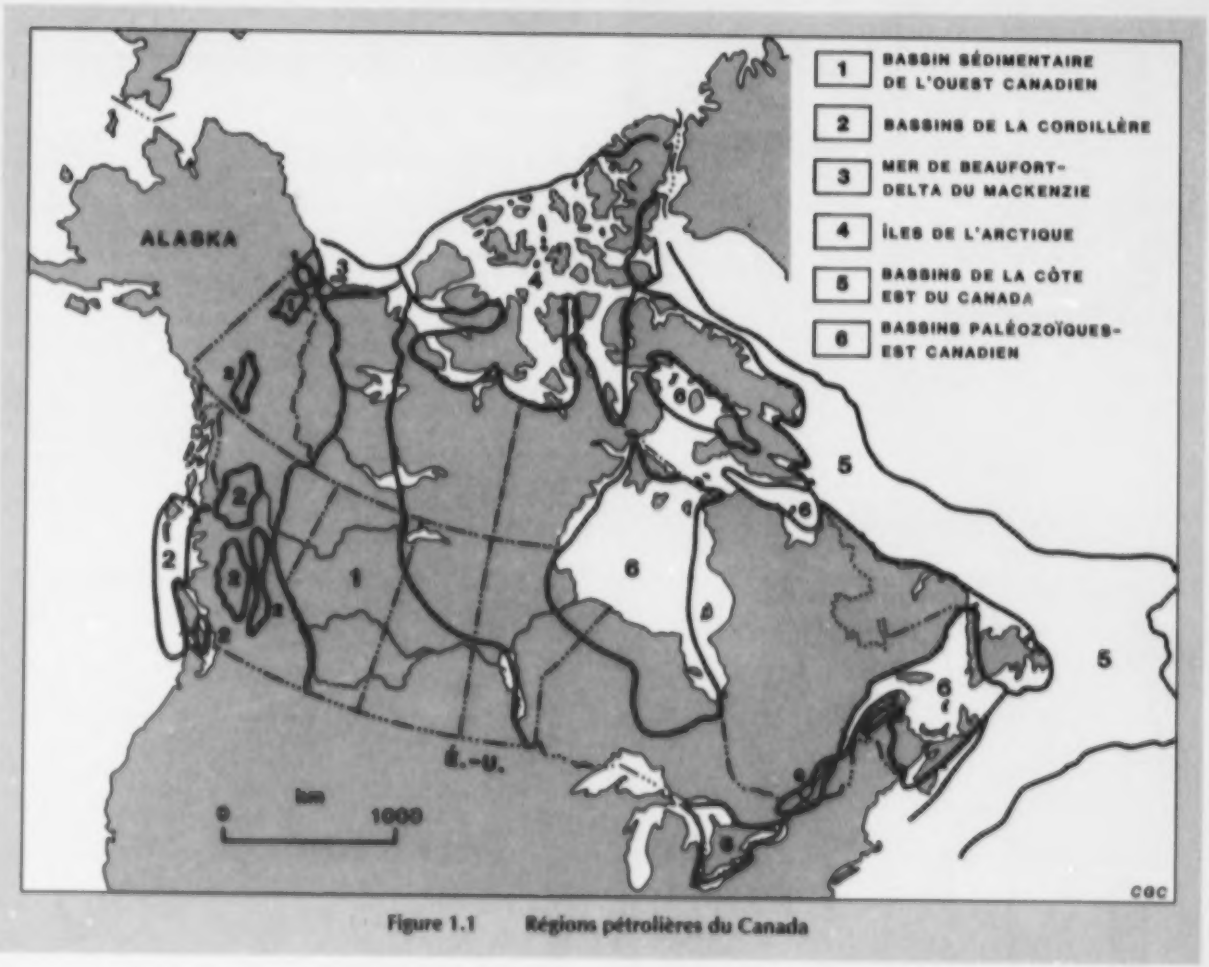


Figure 1.1 **Régions pétrolières du Canada**

La Commission géologique du Canada procède systématiquement à l'évaluation quantitative des ressources découvertes et potentielles en pétrole et en gaz naturel du Canada. Ce rapport résume les évaluations actuelles des quantités de pétrole et de gaz naturel qui, selon les déductions, existent mais n'ont pas encore été découvertes. Chacune des six régions pétrolières du Canada fait l'objet d'analyses distinctes (figure 1.1) portant sur les deux types de ressources: classiques et non classiques. Ce rapport remplace le document *Ressources du Canada en pétrole et gaz naturel — 1976*, publié en 1977 par Énergie, Mines et Ressources Canada; il comporte des révisions majeures et contient de nouvelles évaluations pour la plupart des régions du Canada. Aux évaluations des ressources potentielles, celles dont on suppose l'existence, préparées par la Commission géologique du Canada, s'ajoutent des évaluations des réserves ou des ressources découvertes. Ces dernières évaluations sont fournies par l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada dans le cas des régions pionnières, et par l'Office national de l'énergie dans le cas du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Ressources classiques

Le Canada est riche en ressources pétrolières et gazières du type classique. Les réserves éprouvées et restantes sont respectivement évaluées à 754 millions et 2 111 milliards de mètres cubes. Elles se trouvent toutes dans l'Ouest canadien. À cela, on peut ajouter les réserves probables des régions pionnières, qui portent les ressources classiques découvertes du Canada à 1 173 milliard de mètres cubes de pétrole et 3 013 milliards de mètres cubes de gaz. Les évaluations régionales (tableau I) indiquent que d'importantes réserves de pétrole et de gaz ont été repérées dans les bassins de la côte est du Canada et dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Des réserves de gaz considérables ont également été découvertes dans la région des îles de l'Arctique.

Une méthode probabiliste permet d'évaluer les ressources potentielles en pétrole et en gaz. Elle établit l'intervalle qui englobe toutes les évaluations possibles d'une quantité à découvrir, puis elle mesure le niveau de probabilité associé à chaque portion de

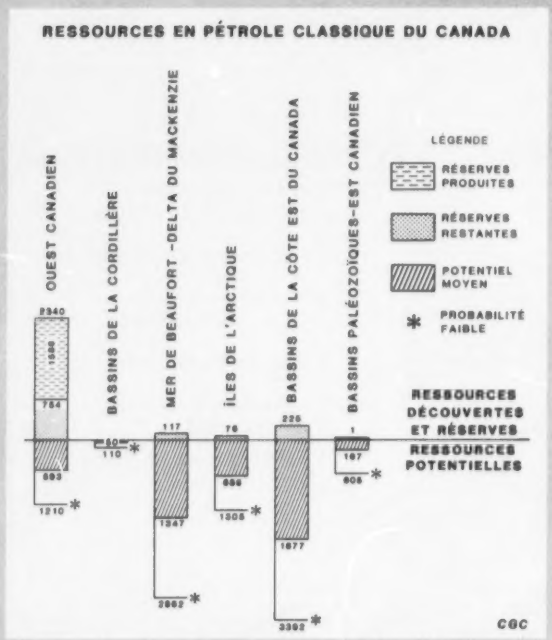


Figure 1.2 Ressources en pétrole classique du Canada

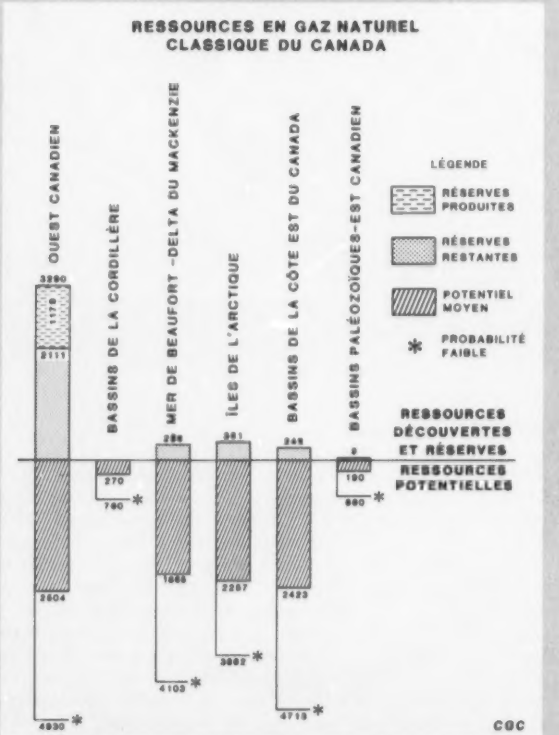


Figure 1.3 Ressources en gaz naturel classique du Canada

cet intervalle. Les évaluations des ressources potentielles présentées dans ce rapport sont exprimées en trois niveaux de probabilité, comme dans le tableau I. Les valeurs contenues dans ce tableau sont reportées dans les figures 1.2 et 1.3, qui permettent de comparer facilement les potentiels évalués d'une région à l'autre. Il ressort de ces chiffres que le bassin de la côte est du Canada présente le potentiel en pétrole le plus élevé. Il est suivi par la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, puis par l'Ouest canadien. On estime toutefois que les réserves potentielles en gaz naturel sont réparties plus uniformément dans toutes ces régions.

Ressources non classiques

Le Canada est également un des pays les plus riches en ressources pétrolières et gazières du type non classique. Elles surclassent celles du type classique en termes de volume total ou de réserves en place. Ces ressources ont, en plus, l'avantage d'être déjà découvertes. Par contre, le coût de leur exploitation et la nécessité de mettre au point des techniques d'extraction moins onéreuses font qu'il n'est pas possible, dans nos évaluations, de les mettre sur le même plan que les ressources présentées dans le tableau I. Disons, néanmoins, que les réserves restantes de brut synthétique sont estimées à 3,86 milliards de mètres cubes. Le tableau I n'indique pas non plus le potentiel que pourrait faire surgir l'application de techniques de récupération assistée aux réserves de l'Ouest canadien, encore une fois à cause des impondérables que constituent les coûts et les techniques d'exploitation. La mise en œuvre de ces procédés d'extraction pourrait accroître les réserves de pétrole de 500 millions de mètres cubes, selon une prévision moyenne.

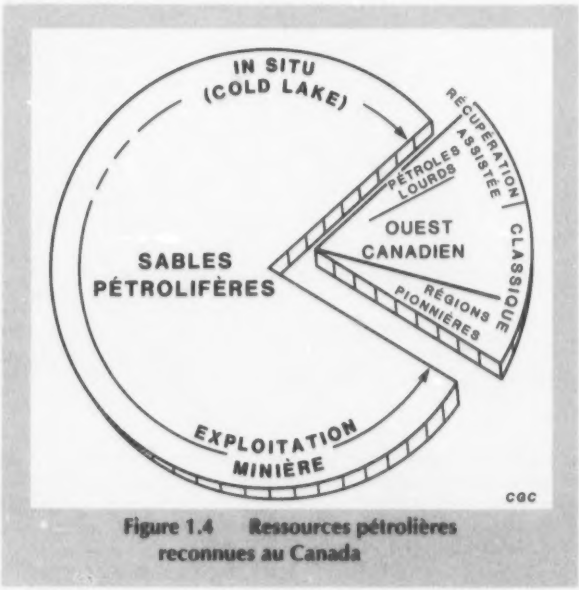


Figure 1.4 Ressources pétrolières reconnues au Canada

Considérations sur les approvisionnements

Dans l'avenir, l'approvisionnement pétrolier du Canada sera constitué d'un mélange de ressources classiques, d'hydrocarbures en provenance des régions pionnières, de pétroles lourds et de ressources non classiques. La proportion de chacune de ces sources dépendra de nombreux facteurs, notamment de la rentabilité économique, des progrès technologiques et des stratégies d'investissement. Dans la figure 1.4, nous avons tenté de présenter l'ensemble des ressources pétrolières connues du Canada comme

un inventaire potentiel dans lequel on ira puiser ce dont on aura besoin. Nous n'avons pas évalué en chiffres les éléments constituants de ce capital-ressources, parce qu'il n'existe pas encore d'évaluations fiables des quantités de pétrole pouvant être extraites par exploitation in situ de sables pétrolifères et par récupération tertiaire des pétroles lourds. Ainsi, il nous a fallu fixer arbitrairement des facteurs d'extraction qui sont probablement sous-évalués. Nous avons préféré les exprimer en termes de proportions, pour comparer diverses options d'approvisionnement à court terme, du moins dans le cas des ressources dont l'existence est connue. Encore dix ans de travaux d'exploration ininterrompus pourraient accroître modérément les ressources de l'Ouest canadien et facilement doubler l'apport des régions pionnières. Les ressources pétrolières associées aux sables pétrolifères continueront cependant à dominer par leur quantité. La figure 1.4 est évidemment incomplète et pourrait porter à confusion étant donné que la viabilité économique de chaque élément constituant peut varier dans de notables proportions, ce dont nous n'avons pas tenu compte dans le diagramme, cette question n'entrant pas dans le cadre de notre étude.

TABLEAU I. RESSOURCES CLASSIQUES EN PÉTROLE ET GAZ DU CANADA

	RÉSERVES ET RESSOURCES DÉCOUVERTES	POTENTIEL		
		Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
PÉTROLE EXTRACTIBLE (10^6 m^3)				
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	754	234	593	1 210
Bassins de la Cordillère	—	—	50	110
Mer de Beaufort–delta du Mackenzie	117	307	1 347	2 962
Îles de l'Arctique	76	316	686	1 305
Bassins de la côte est du Canada	225	512	1 877	3 392
Bassins paléozoïques–Est canadien	0,8	20	167	605
TOTAUX	1 173	1 486*	4 720	8 995*
GAZ NATUREL EXTRACTIBLE (10^9 m^3)				
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	2 111	1 544	2 504	4 930
Bassins de la Cordillère	—	40	270	760
Mer de Beaufort–delta du Mackenzie	286	871	1 865	4 103
Îles de l'Arctique	361	1 100	2 257	3 662
Bassins de la côte est du Canada	246	725	2 423	4 713
Bassins paléozoïques–Est canadien	8,8	46	190	660
TOTAUX	3 013	4 342*	9 509	18 285*

* Ces totaux ne sont pas des sommes arithmétiques. Ils ont été calculés au moyen de méthodes statistiques.

CONCLUSIONS

Ressources classiques

Le Canada a un fort potentiel en pétrole et en gaz naturel, qui le mènera à l'autosuffisance énergétique s'il réussit à trouver des moyens d'en transformer une bonne partie en réserves économiquement exploitables. Les chances de découvrir du pétrole sont meilleures dans les régions pionnières que dans l'Ouest canadien, étant donné que le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien a déjà été largement exploré.

La proportion de ces ressources qui est, ou qui sera, commercialement viable dépend des conditions économiques de l'heure, elles-mêmes dictées par les progrès technologiques accomplis dans les secteurs de la mise en valeur de la production et du transport. Jusqu'à présent, il n'y a pas eu d'entente sur les procédés de mise en valeur et de production ainsi que sur les moyens de transport pouvant convenir aux régions pionnières, en particulier à celles au large des côtes. En raison de cette absence de consensus, il est difficile de prévoir l'apport de ces ressources à l'approvisionnement énergétique du Canada. Le Ministère s'efforce actuellement d'établir des évaluations raisonnablement fiables.

Le rythme des travaux d'exploration et, par conséquent, la fréquence des découvertes en régions pionnières dépendront notamment des facteurs suivants: succès des travaux d'exploration, prévisions des prix du marché, coûts de mise en valeur et d'exploitation, régimes fiscaux en vigueur, progrès technologiques et succès de l'exploitation commerciale des gisements déjà découverts. Le délai qu'il faut prévoir entre la découverte d'un gisement et son exploitation commerciale est important dans les régions pionnières. Il ne faut donc pas s'attendre à ce que des volumes importants de ces ressources soient livrés sur les marchés canadiens avant les années 90.

Jusqu'à la fin de la décennie l'approvisionnement en pétrole canadien dépendra des réserves de l'Ouest du Canada. Comme l'infrastructure est déjà en place dans l'Ouest canadien, les nouvelles réserves classiques pourront être mises en production rapidement, mais il faudra quand même intensifier les travaux d'exploration pour augmenter la fréquence des découvertes. Au cours de cette période, nous pourrons également accroître nos approvisionnements grâce à la récupération assistée de brut léger et moyen et de pétrole lourd.

Après 1990, les ressources découvertes sur le plateau de l'Est de Terre-Neuve, dans l'Arctique et dans la mer de Beaufort s'ajouteront vraisemblablement à notre approvisionnement pétrolier. Si le climat économique est favorable, nous pourrons également compter, pendant cette période, sur d'autres projets de sables pétrolifères in situ, sur des exploitations de sables pétrolifères à ciel ouvert, sur des pétroles lourds et sur la production de plus en plus élevée provenant de la récupération assistée, qui s'ajouteront au pétrole classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

La mise en valeur des gisements de pétrole a déjà commencé dans le couloir du Mackenzie, et le prolongement du réseau de pipelines jusque dans les régions pionnières mettrait d'autres ressources pétrolières de cette région du Mackenzie à la portée des marchés du Sud.

Nos évaluations des ressources potentielles en gaz naturel de toutes les régions pionnières et de l'Ouest canadien réunies, en plus des réserves actuelles, nous permettent de compter sur un approvisionnement sûr. Ces ressources devraient combler les besoins actuels et alimenter les nouveaux marchés canadiens dans un avenir prévisible. Des investissements dans la mise en valeur seront évidemment nécessaires pour nous permettre de maintenir et d'augmenter la capacité de livraison des ressources de l'Ouest canadien.

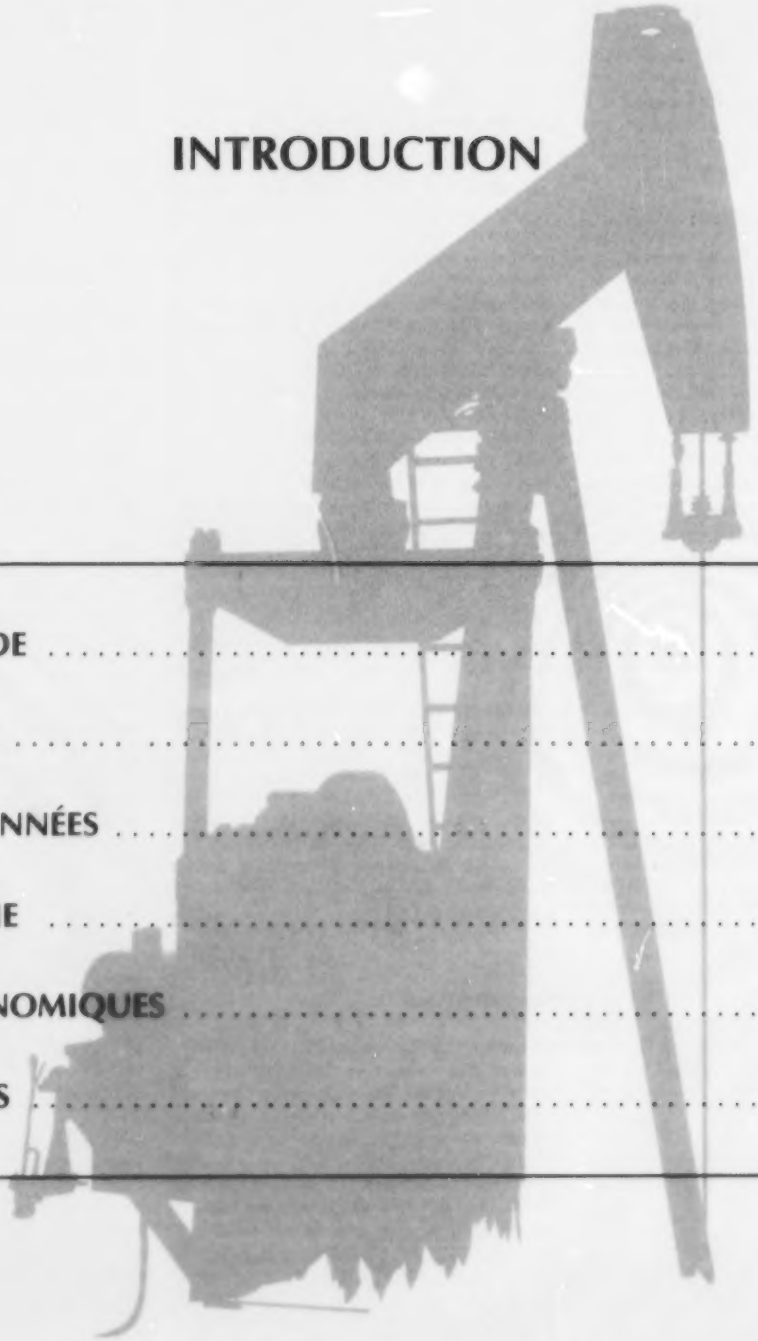
Les principaux obstacles à la mise en valeur du gaz naturel des régions pionnières sont les coûts élevés de mise en valeur, d'exploitation et de transport et le manque de débouchés commerciaux; dans les régions pionnières éloignées, il existe en plus des difficultés technologiques et environnementales.

Ressources en pétrole non classique

La proportion des ressources classiques par rapport aux ressources non classiques dans l'approvisionnement visant à satisfaire les besoins énergétiques du pays sera fonction des coûts de recherche, de mise en valeur, d'exploitation et de livraison du pétrole et du gaz naturel.

Au Canada, les réservoirs de pétrole lourd et les gisements de sables pétrolifères représentent un énorme potentiel pétrolier. Il s'agit de sources d'approvisionnement connues, dont les volumes extractibles surclassent probablement les ressources en pétrole classique. Or, les ressources non classiques exigent une technologie de valorisation et entraînent des coûts de mise en valeur et d'exploitation qui rendent difficile leur écoulement sur le marché canadien. Il existe déjà des techniques d'extraction du pétrole lourd et des bitumes mais, si nous voulons profiter pleinement de la récupération assistée des pétroles lourds, nous devrons améliorer les techniques de valorisation. Nous pourrions mettre sur pied des projets de valorisation à petite échelle qui, à force d'améliorations, pourraient mener à des applications industrielles.

INTRODUCTION



SOUS-TITRES

SUJET DE L'ÉTUDE 6

TERMINOLOGIE 6

BANQUE DE DONNÉES 7

MÉTHODOLOGIE 8

FACTEURS ÉCONOMIQUES 8

REMERCIEMENTS 9

INTRODUCTION

Le présent rapport remplace *Ressources du Canada en pétrole et gaz naturel — 1976* (rapport EP77-1F d'EMR). Depuis 1976, nous avons rassemblé et analysé de nouvelles données sur la géologie des bassins sédimentaires du Canada. À la lumière de ces renseignements supplémentaires, nous avons apporté des modifications au rapport précédent et révisé les évaluations des ressources de nombreuses régions.

Le Canada doit encore compter sur le pétrole et le gaz naturel pour satisfaire la majeure partie de ses besoins en énergie primaire. Malgré une baisse de la demande, attribuable surtout au succès des mesures d'économie d'énergie et des programmes de remplacement du pétrole, les Canadiens continueront à dépendre de ces sources d'énergie. En dépit de l'intensité des travaux d'exploration effectués depuis 1976, les réserves nettes d'hydrocarbures ont diminué au Canada. Des gisements importants ont été découverts dans les régions pionnières, mais en raison de leur nature et des problèmes de rentabilité qui se posent actuellement, il faudra attendre encore plusieurs années avant qu'ils ne deviennent commercialement exploitables. En outre, l'évolution de la situation économique mondiale a eu pour effet de reporter la mise en production des ressources non classiques, en particulier les sables pétrolifères et les pétroles lourds.

Il demeure donc très important de connaître, avec de plus en plus de précision, l'actif pétrolier du Canada. Ces ressources suscitent plusieurs questions auxquelles il faut absolument apporter des réponses si l'on veut que les investisseurs planifient et prennent des décisions et que le gouvernement adopte des politiques rationnelles.

1. Combien y a-t-il, selon toutes vraisemblances, de pétrole et de gaz naturel au Canada?

2. Géographiquement, comment ces ressources en pétrole et en gaz naturel sont-elles réparties entre les régions pionnières et les régions productrices établies?

3. Dans quelle mesure peut-on se fier à ces évaluations des ressources en hydrocarbures?

4. À quel rythme la découverte et la mise en valeur de ces ressources pourront-elles s'effectuer?

5. Quel peut être le coût des produits issus de ces ressources, une fois livrés sur le marché canadien?

Le présent rapport répond directement aux trois premières questions et donne des éléments de réponse qui pourraient servir de point de départ à une étude des deux dernières questions.

Pour exprimer en chiffres les ressources potentielles en pétrole et en gaz du Canada, la Commission géologique du Canada a mis au point une méthodologie qui consiste essentiellement à exprimer sous forme de distribution cumulée de probabilités les possibilités d'existence de pétrole et de gaz naturel dans divers bassins, régions ou autres secteurs reconnus. Ces distributions sont fondées à la fois sur des faits connus tout en tenant compte du jugement des géologues.

La première étape du procédé consiste à identifier les situations à explorer dans une région donnée. Une situation à explorer est un ensemble de zones d'intérêt et de gisements découverts qui ont en commun certaines propriétés géologiques telles que la nature de la roche-mère ou le type de piège. Ces propriétés influencent à degrés divers la capacité d'accumulation d'hydrocarbures. Cette variabilité agit considérablement sur les évaluations les rendant imprécises. Une situation à explorer peut contenir à la fois du pétrole et du gaz naturel, ou l'un ou l'autre.

À l'aide de méthodes statistiques appropriées, on calcule le potentiel en hydrocarbures de l'ensemble des situations reconnues dans un bassin sédimentaire.

La Commission géologique du Canada a procédé de cette façon pour estimer les ressources de six régions qu'elle a distinguées selon des critères géologiques et géographiques.

Sujet de l'étude

Le présent rapport résume la plus récente analyse des ressources pétrolières et gazières du Canada effectuée par la Commission géologique du Canada. Les données proviennent du programme permanent d'évaluation des ressources en hydrocarbures, qui consiste à mettre à jour périodiquement l'évaluation détaillée de chacun des bassins ou des régions. Les évaluations détaillées sont généralement publiées par la Commission sous forme de dossiers publics. Toutes les données géologiques et l'information ayant servi à la préparation des évaluations y sont reproduites dans la mesure du possible. Les évaluateurs puisent abondamment dans les données recueillies dans le cadre des programmes d'analyse des bassins que la Commission géologique du Canada poursuit en permanence. Dans le cadre de ce programme, on recueille notamment des données techniques spécialisées et on les regroupe dans divers rapports qui représentent la synthèse des connaissances acquises à un moment donné.

Le présent rapport expose, sous forme condensée, les plus récentes évaluations des ressources, complétées par de brèves observations d'ordre général sur la géologie régionale. On y trouve également des indications sur les possibilités de découverte d'autres gisements dans le futur. Ceux qui désirent obtenir des renseignements plus complets au sujet d'une région donnée sont invités à consulter les dossiers publics correspondants.

La Commission géologique du Canada s'intéresse surtout à l'évaluation de la partie non découverte, ou potentielle, des ressources en pétrole et en gaz naturel classiques, qui constitue également l'essentiel du présent rapport. Néanmoins, les auteurs ont également recueilli, dans la littérature scientifique et dans des publications des organismes provinciaux, des données qui complètent les études de la Commission au sujet des ressources non classiques.

Terminologie

Dans le présent rapport, le mot **ressources** désigne toutes les accumulations de pétrole et de gaz naturel qui sont connues ou dont on suppose l'existence. Par **réserves** on entend la partie des ressources qui est déjà découverte. Quant au mot **potentiel,** il désigne la partie des ressources dont on ne fait que supposer l'existence. Les expressions **ressources potentielles, potentiel** et **ressources non découvertes** sont donc synonymes et interchangeables.

L'expression **réserves prouvées** s'entend des réserves qui, dans des conditions économiques déterminées et dans un délai défini, peuvent être extraites de réservoirs connus avec beaucoup de certitude. Comme les ressources découvertes dans les régions pionnières ne sont pas complètement délimitées et que leur rentabilité économique est incertaine, elles ne remplissent pas les conditions nécessaires pour être considérées comme des réserves prouvées et seront désignées dans le présent rapport par l'expression **réserves probables.** L'expression **réserves restantes** s'entend ici de la partie d'une accumulation extractible qui n'a pas encore été mise en production.

Les valeurs indiquées dans ce rapport s'appliquent au gaz marchand ou gaz livré par gazoduc lorsqu'il s'agit de gaz naturel; pour le pétrole, nous avons utilisé l'unité SI équivalant au nombre de barils en réservoir de stockage. Pour plus de commodité, nous avons utilisé les mots **réserves** et **potentiel** sans qualificatif pour désigner les réserves extractibles et le potentiel extractible. L'expression **réserves en place** désigne (dans le chapitre sur les ressources non classiques) le volume total de pétrole ou de gaz naturel présent dans un réservoir, sans égard à la quantité qui peut être extraite.

Banque de données

Depuis dix ans, Énergie, Mines et Ressources Canada poursuit un programme d'évaluation des hydrocarbures. La Commission géologique du Canada effectue des évaluations des ressources canadiennes en pétrole et en gaz naturel et les met à jour à la lumière de données ou de techniques nouvelles. Les évaluations contenues dans le présent rapport sont essentiellement fondées sur les données disponibles à la fin de 1982, quoique la Commission ait également utilisé des renseignements obtenus au cours des programmes d'exploration de 1983.

L'évaluation du potentiel d'une région repose sur les données fournies par les scientifiques de l'industrie et du gouvernement et comporte à la fois un aspect objectif et un aspect subjectif. La Commission disposait de la plupart des données que l'industrie utilise normalement pour analyser une situation à explorer. Elle a évalué les accumulations possibles à l'aide d'idées et d'hypothèses nouvelles, et en tenant compte aussi des observations pertinentes effectuées à travers le monde.

Une analyse des ressources dépend en grande partie de la somme des données acquises au sujet de la structure globale de la croûte terrestre et, en particulier, au sujet des divers bassins sédimentaires du Canada. Ces données incluent les interrelations des roches dans diverses régions ainsi que leur configuration géométrique. Pour évaluer le potentiel d'une région, il faut, dans un premier temps, délimiter les régions ou les bassins sédimentaires qui présentent des caractéristiques différentes. Puis, pour chaque région ainsi localisée, on recueille des données plus précises. Par exemple, les renseignements que les géochimistes peuvent tirer d'une étude des matières organiques contenues dans des roches sédimentaires donnent des indications particulièrement utiles sur l'étendue et la qualité des roches-mères favorables à la genèse des hydrocarbures. Ces données sont essentielles si l'on veut connaître et comprendre les formations pétrolifères et gazifères d'une région. La prospection géophysique, notamment la sismique réflexion, nous permet de mieux comprendre la forme, le volume et la nature des accumulations connues ou potentielles de pétrole et de gaz naturel. Bien entendu, l'évaluation des ressources fait aussi largement appel aux statistiques recueillies lors de travaux d'exploration et de production antérieurs.

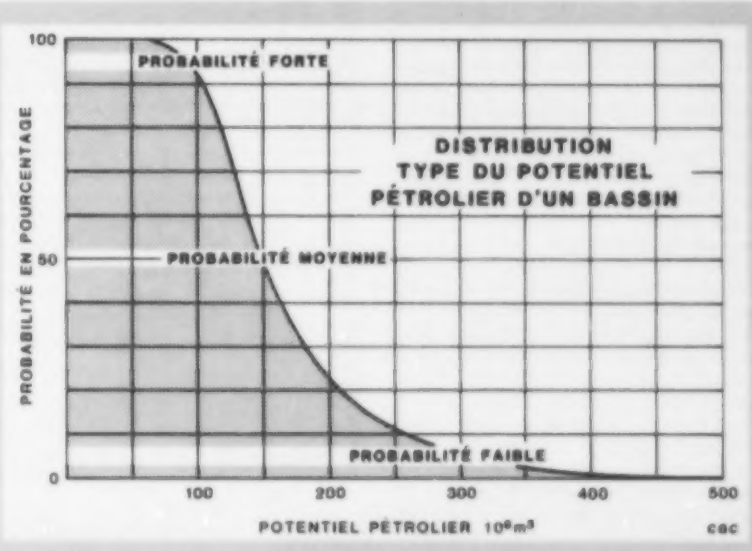


Figure 2.1 Évaluation du potentiel pétrolier d'un bassin hypothétique (distribution cumulée de probabilité). Les barres indiquent les valeurs mentionnées dans les divers tableaux des ressources

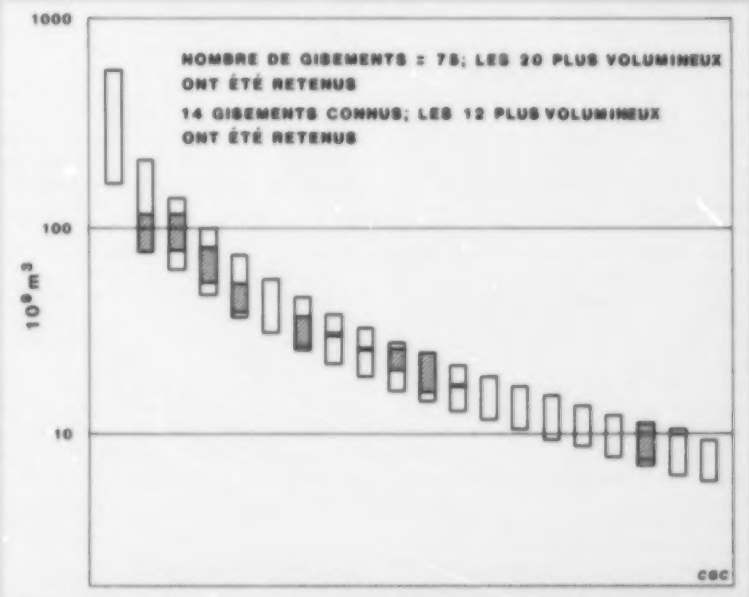


Figure 2.2 Gisements hypothétiques d'une situation à explorer, classés suivant le volume. Les rectangles délimitent un intervalle de probabilité de 25 à 75 %. Les rectangles hachurés représentent des gisements connus.

Méthodologie

La méthodologie utilisée pour évaluer les ressources en hydrocarbures avait pour but, à l'origine, de nous aider à comprendre les ressources du pays en hydrocarbures, à effectuer des analyses économiques et à prévoir le volume et le coût des approvisionnements en provenance de diverses régions. Au début, on se préoccupait surtout des régions pionnières, qui étaient géologiquement méconnues. Avec le temps, les efforts se sont portés sur les ressources plus classiques de l'Ouest canadien et, plus récemment, sur les hydrocarbures pouvant être extraits à l'aide de techniques de récupération assistée. La méthodologie a donc été adaptée à ce changement d'orientation. D'abord réduite à des calculs volumétriques assez simples, la méthode utilisée par la Commission géologique du Canada s'est considérablement affinée au fil des ans. Aujourd'hui, elle peut être définie brièvement comme une méthode probabiliste qui a pour objet la situation à explorer et qui fait appel à la fois à des données objectives et au jugement de géologues avertis. Il y a quelques années, elle suivait la méthode de Monte-Carlo. Aujourd'hui, elle a dépassé ce stade. En effet, elle utilise des méthodes mathématiques plus rigoureuses et plus efficaces. Un aspect, cependant, n'a pas changé: les évaluations sont encore présentées sous forme de probabilités, exprimées non pas par un chiffre unique mais par un intervalle de valeurs possibles. La figure 2.1 montre une courbe d'évaluation type, qui représente la distribution de toutes les évaluations possibles, en tenant compte des valeurs possibles de toutes les variables. Elle peut s'interpréter ainsi: il y a de fortes probabilités pour que le potentiel pétrolier du bassin considéré se chiffre à plus de 65 millions de mètres cubes, une probabilité modérée qu'il y en ait 150 millions de mètres cubes et une probabilité nulle qu'il y en ait plus de 480 millions de mètres cubes. Comme dans le cas de la plupart des exemples puisés dans la réalité, la distribution est fortement inclinée. C'est pourquoi, lorsque l'on additionne plusieurs courbes de ce genre, une somme arithmétique n'est possible que pour les valeurs moyennes. Pour les autres degrés de probabilité, il faut recourir à des techniques statistiques. Bien entendu, de toutes les valeurs attribuées au potentiel du bassin, il n'y en a qu'une qui soit exacte, mais elle ne sera connue que lorsque le bassin aura été complètement exploré et exploité. Les courbes d'évaluation se transforment à mesure que de nouvelles données nous parviennent et que l'intervalle des valeurs possibles se rétrécit. Pour des raisons de commodité, nous ne reproduirons pas toutes les distributions dans le rapport qui suit; les trois valeurs portées sur le graphique de la figure 2.1 sont représentatives des plus récentes évaluations.

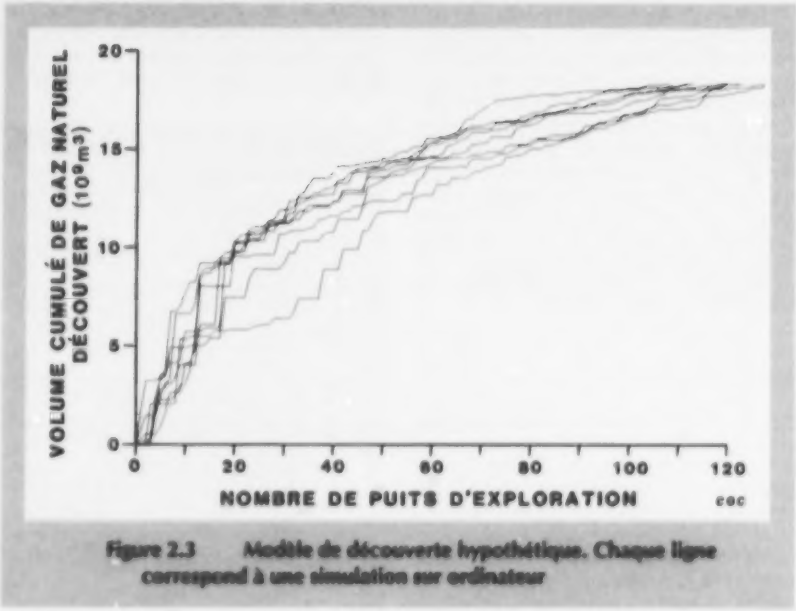


Figure 2.3 Modèle de découverte hypothétique. Chaque ligne correspond à une simulation sur ordinateur

En plus de permettre d'évaluer le potentiel des bassins, la méthodologie utilisée peut produire un ensemble de gisements hypothétiques ordonné dont les réservoirs sont délimités selon des données géologiques et autres. La figure 2.2 en représente un; chaque rectangle représente un gisement distinct et coïncide avec l'intervalle de probabilités de 25 à 75 %. Cette technique nous permet d'établir une comparaison utile entre les dimensions estimées d'un gisement et les valeurs obtenues à la suite des travaux d'exploration. Dans l'exemple de la figure 2.2, les gisements découverts confirment les évaluations et laissent supposer que le gisement le plus volumineux reste à découvrir.

Nous pouvons également nous servir du même diagramme pour simuler les résultats des travaux d'exploration, exprimés en volume cumulé découvert par unité de forage exploratoire. Dans l'exemple de la figure 2.3, il faudrait forer une soixantaine de puits pour découvrir 15 milliards de mètres cubes de gaz naturel dans le bassin considéré. Ce type de données est particulièrement utile pour comparer les potentiels de plusieurs bassins ou régions et pour vérifier des prévisions en se fondant sur les découvertes antérieures.

Facteurs économiques

Soulignons que ces évaluations des ressources potentielles, exprimées en probabilités, ne sauraient être considérées comme des réserves, et encore moins comme des approvisionnements sûrs. Premièrement, au moment de l'évaluation, on n'avait découvert qu'une partie de la totalité des ressources. Deuxièmement, le rythme de la recherche, de la mise en valeur et de la production dans le futur sera dicté par un ensemble complexe de facteurs économiques, et par les priorités nationales qui prévaudront. Les investisseurs doivent pouvoir s'attendre à tirer de leurs capitaux un rendement compétitif, en tenant compte des risques particuliers à chacun des projets financiers. Les risques dépendent de facteurs comme l'emplacement du réservoir, la productivité du puits, la distance qui le sépare des sources d'approvisionnement, le coût de la main-d'œuvre et de la protection de l'environnement. En outre, l'entreprise doit pouvoir écouler son produit à un prix qui lui permettra de recouvrer ses frais de mise en valeur et d'exploitation. Selon le point de vente, le transport des produits, surtout si le gisement se trouve dans une région pionnière, peut entraîner des frais considérables que l'investisseur doit être en mesure de recouvrer à même le rendement de son investissement.

Dans une perspective nationale, la mise en valeur des ressources doit être justifiée par les avantages qu'elle comporte, abstraction faite de la rentabilité commerciale. À cet égard, il faut prendre en considération un certain nombre de facteurs quantifiables et d'autres qui ne le sont pas. Par exemple, les répercussions environnementales d'un projet peuvent coûter cher au Canada mais, par ailleurs, une technologie pilote et les travaux de R-D qui l'ont précédé peuvent s'avérer bénéfiques. Ces coûts et ces avantages peuvent laisser indifférents, jusqu'à un

certain point, les investisseurs du secteur privé, mais ils intéressent au plus haut point ceux qui administrent les fonds publics.

Il est plus facile d'évaluer la rentabilité globale et l'impact sur l'environnement d'un projet dans les régions traditionnellement productrices du Canada, où la mise en valeur et la production ont déjà un long passé, que dans les régions pionnières. Cela ne signifie pas que l'évaluation des grands projets en milieu traditionnel est une tâche de tout repos; bien au contraire, de telles décisions exigent beaucoup de travail de la part du secteur privé, de tous les paliers de gouvernements, des organismes de réglementation et des autres parties intéressées. Toutefois, dans les régions pionnières, l'estimation des coûts d'immobilisation, d'exploitation et de transport repose uniquement sur des hypothèses, du moins pour l'instant. Le Canada n'a pas encore d'expérience dans la production commerciale et le transport des ressources à partir de ces régions, où l'industrie doit faire appel à toutes les ressources nouvelles de la technologie dans un environnement rude et fragile.

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources continuera vraisemblablement à évaluer la rentabilité de la mise en valeur commerciale du pétrole et du gaz naturel dans diverses régions où existent des ressources potentielles afin de déterminer et d'évaluer la partie de ces ressources qui a des chances d'être exploitée commercialement et de contribuer à l'approvisionnement du Canada en hydrocarbures. Les évaluations présentées dans les pages qui suivent constituent une banque de données qui pourraient servir de point de départ à un travail de ce genre.

Remerciements

Les auteurs ont puisé abondamment dans les travaux d'un grand nombre de géologues et dans la documentation publiée. L'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada, l'Office national de l'énergie et des employés de l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière et du Centre géoscientifique de l'Atlantique, ainsi que les divisions de la Commission géologique du Canada ont mis à leur disposition des sources d'information particulièrement utiles. Ils remercient spécialement M. R. Conn du Secteur de l'énergie d'EMR, a qui on doit les commentaires sur les facteurs économiques.

Ce rapport n'aurait pas vu le jour sans la participation de M.L. Mac Lachlan, chef de la production, et de ses collaborateurs, en particulier MM.J.W. Thomson et W.P. Vermette. La version française a été réalisée grâce à la collaboration du Bureau des traductions du Secrétariat d'État et de la Division de la rédaction de la Direction des communications d'EMR.

RÉGIONS PÉTROLIÈRES DU CANADA

SOUS-TITRES

BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST CANADIEN 13
- BASSIN DE L'ALBERTA 15
- BASSIN DE WILLISTON 17
- ZONE DÉFORMÉE 18
- BASSINS DU NORD 19

BASSINS DE LA CORDILLÈRE 21
- BASSIN DE LA REINE-CHARLOTTE 22
- BASSINS DE TOFINO ET DE WINONA 23
- BASSINS D'ENTREMONT 24

MER DE BEAUFORT-DELTA DU MACKENZIE 25
- DELTA SUD-PÉNINSULE DE TUKTOYAKTUK 27
- ÎLE RICHARDS-MER DE BEAUFORT 28

ÎLES DE L'ARCTIQUE 29
- PLATE-FORME STABLE DE L'ARCTIQUE 31
- ZONE DE PLISSEMENTS DE L'ARCTIQUE 32
- BASSIN DE SVERDRUP 33

BASSINS DE LA CÔTE EST DU CANADA 34
- BASSIN DU BANC GEORGES 36
- PLATEAU SCOTIAN 37
- GRANDS BANCS (SUD) 40
- PLATEAU DE L'EST DE TERRE-NEUVE 41
- BASSIN DE L'EST DE TERRE-NEUVE 43
- PLATEAU DU LABRADOR 44
- BAIE BAFFIN 45

BASSINS PALÉOZOÏQUES-EST CANADIEN 46
- BASSES-TERRES DU SAINT-LAURENT 48
- PLATE-FORME D'HUDSON 49
- BASSINS DES MARITIMES 50

RÉGIONS PÉTROLIÈRES DU CANADA

La Commission géologique du Canada procède systématiquement à l'évaluation des ressources en pétrole et gaz naturel du Canada. Cette évaluation débouche sur des évaluations quantitatives des ressources découvertes et potentielles. Le présent rapport résume les plus récentes données sur les quantités de pétrole et de gaz naturel qui ont été découvertes ou dont on suppose l'existence sans qu'elles aient fait l'objet de découvertes. On vous présente une analyse distincte des ressources pour chacune des six régions pétrolières du Canada (figure 3.1); on y recense à la fois les ressources classiques et non classiques, en mettant toutefois l'accent sur la quantité de ressources non découvertes.

La grande richesse du Canada en ressources naturelles, notamment en pétrole et en gaz naturel, s'explique par la complexité et la diversité de la géologie du continent et de la marge continentale. La géologie du Canada est essentiellement constituée de trois grands terrains. Les roches les plus complexes et les plus anciennes affleurent dans la vaste région centrale que l'on appelle «Bouclier canadien». Ailleurs, ces mêmes roches sont recouvertes par une région possédant une remarquable stabilité structurale et appelée «craton». Le craton a été envahi par des mers plates pendant une bonne partie de l'histoire géologique. Un mince placage de sédiments s'est déposé dans ces mers et sur les bordures du craton, formant ainsi les bassins sédimentaires du Canada. Des mouvements tectoniques de grande ampleur ont déformé ces sédiments et édifié des chaînes de montagnes sur la majeure partie du pourtour du craton. Le pétrole et le gaz naturel se sont accumulés essentiellement dans la couverture sédimentaire du craton et de ses bordures, ainsi que dans les roches déformées qui sont restées suffisamment intactes pour préserver les hydrocarbures qu'elles renferment.

Quatre paramètres géologiques, à savoir l'âge (figure 3.2), le faciès, la structure et l'épaisseur, nous permettent de grouper les bassins sédimentaires en six grandes régions pétrolières. Dans les pages qui suivent, nous tenterons d'indiquer au lecteur les caractéristiques les plus importantes de chacune de ces régions. Pour chaque région, nous commençons par donner un bref aperçu des évaluations des ressources découvertes et non découvertes puis, pour les lecteurs désireux d'en savoir d'avantage au sujet du milieu géologique susceptible de recéler des accumulations, nous décrivons chacune des parties qui composent la région pétrolière. Il s'agit d'une synthèse des analyses plus approfondies qui ont été faites par la Commission géologique du Canada.

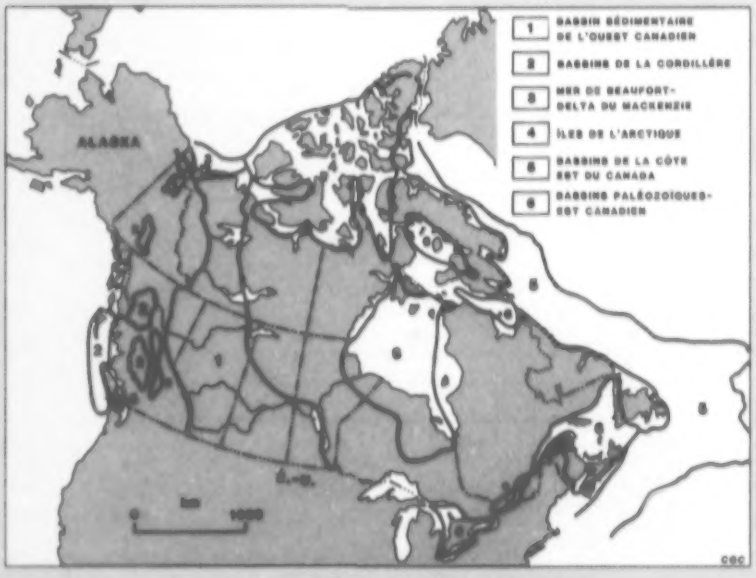


Figure 3.1 Régions pétrolières du Canada.

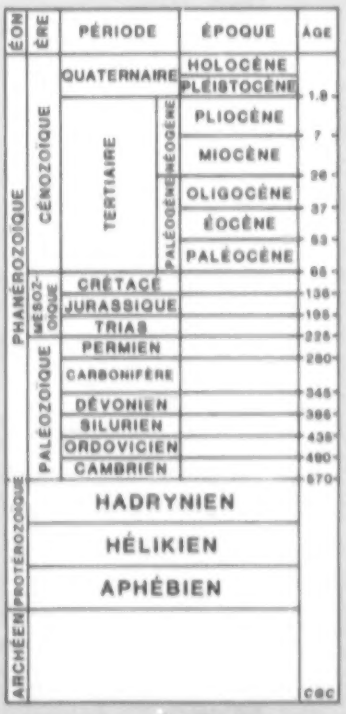


Figure 3.2 Échelle des temps géologiques

BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST CANADIEN

Introduction

Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est constitué d'un ensemble de bassins composés essentiellement de deux prismes d'accrétion qui s'épaississent vers l'ouest. Le prisme le plus ancien, dont la déposition a débuté vers la fin du Protérozoïque pour se continuer durant le Paléozoïque jusqu'au début du Mésozoïque, a couvert et débordé le vieux craton nord-américain dans un milieu tectonique à marge passive. Des mouvements épirogéniques et eustatiques ont amené la formation d'un certain nombre de discordances qui convergent vers le craton et qui peuvent être mieux observées dans la partie peu profonde de la plate-forme continentale et dans les faciès complexes des divers assemblages stratigraphiques. Le deuxième prisme sédimentaire, qui s'est formé vers la fin du Mésozoïque et à l'époque Tertiaire, révèle un milieu tectonique à marge passive qui s'est transformé en un environnement caractérisé par une subduction active. Sous l'effet des collisions (souvent de biais) et des épisodes d'accrétion de complexes d'arcs et de petits terrains composites, les dépôts extra-cratoniques du premier prisme ont été soulevés et transportés jusque sur le craton plus ancien. Le soulèvement et l'épaississement du prisme extérieur ont provoqué un affaissement de la croûte, et ont donné naissance à une avant-fosse exotique où se sont logés les sédiments clastiques arrachés aux montagnes en formation.

Réserves

Le tableau II donne une évaluation des réserves de pétrole et de gaz que l'on peut encore extraire dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Les réserves de pétrole sont concentrées dans des réservoirs du Dévonien (plus de 60 % du total), les formations du Crétacé n'en contenant que 25 % environ. Cet écart considérable est attribuable en partie au fait que le facteur d'extraction est plus élevé dans le cas des pétroles très légers des gisements récifaux (environ 45 %) que dans celui des pétroles du Crétacé (moins de 20 % en moyenne), dont la densité spécifique atteint des valeurs considérables. Les réserves de pétrole énumérées dans ce tableau ne comprennent pas les pétroles lourds de type Lloydminster qui chevauchent la ligne de démarcation entre l'Alberta et la Saskatchewan (voir la section intitulée *Ressources non classiques*, p. 52). Nous y avons inclus, cependant, des réserves de pétrole lourd localisées au sud de Lloydminster. Ce pétrole est actuellement produit au moyen de techniques classiques.

Les évaluations varient de quelques points de pourcentage selon l'organisme qui les a effectuées. Ces écarts s'expliquent par les différences de points de vue quant à l'étendue et au rendement ultime de chacun des réservoirs, de même que sur l'importance que l'on accorde à l'extraction secondaire et tertiaire. Les volumes de pétrole exploitables par récupération assistée, mais qu'on n'est pas sûr de pouvoir rentabiliser aux plans technique et économique, sont exclus des réserves énumérées dans le tableau II.

Près de la moitié des réserves de gaz naturel sont emprisonnées dans des réservoirs du Crétacé; les gisements du Carbonifère et du Dévonien n'en renferment qu'environ 20 %

Figure 3.3 Carte du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Équidistance des courbes de niveau en kilomètres (d'après McCrossan et Porter, 1973)

chacun. On trouve communément du gaz acide riche en sulfure d'hydrogène dans les gisements paléozoïques de l'Ouest albertain, du Nord-Est de la Colombie-Britannique et de la zone des Contreforts des Rocheuses. Plus de 80 millions de tonnes de soufre ont été produites jusqu'à maintenant, et les réserves restantes de soufre dépassent les 120 millions de tonnes. Environ 10% des réserves restantes de gaz naturel reposent à de faibles profondeurs, dans des réservoirs de qualité médiocre à faible pression. Les réserves énumérées dans le tableau II excluent le gaz piégé dans les réservoirs très étanches du «Deep Basin» de l'Ouest albertain (voir *Ressources non classiques*). Cependant, on y inclut les réserves emprisonnées dans des réservoirs de type classique de la même région, comme le gigantesque gisement d'Elmworth.

Les réserves d'éthane et de liquides de gaz naturel (LGN) ne figurent pas dans le tableau II. Disons toutefois que, d'après de récentes évaluations, les réserves de gaz restantes pourraient être constituées de plus de 300 millions de mètres cubes d'éthane et de plus de 320 millions de mètres cubes de LGN (propanes, butanes et pentanes plus).

Potentiel

Le tableau III indique les volumes potentiels de pétrole et de gaz naturel dans les bassins de l'Ouest canadien. Dans cette région, beaucoup de situations ont déjà été largement explorées mais plusieurs continueront de nous révéler de nouveaux gisements. Ceux-ci seront, en règle générale, de plus petit volume que les gisements déjà découverts et, par conséquent, exigeront des travaux d'exploration plus intensifs. Cependant, les futures découvertes auront lieu en majeure partie dans de nouvelles situations à explorer et dans des prolongements de situations déjà localisées. Malgré les indications des sondages, il y a encore de vastes étendues où les forages en profondeur sont si éloignés les uns des autres que nos trépans risquent de rater des pièges de dimensions importantes. C'est le cas, en particulier, dans le Centre-Sud du bassin de Williston, dans la majeure partie du Sud de l'Alberta et dans une bonne partie du Centre-Ouest de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Nous devons encore parfaire nos modèles géologiques et géophysiques pour explorer les formations du Dévonien moyen à travers le Carbonifère, autour de l'arc de Peace River, dans l'ensemble de la Zone déformée et dans la partie Sud-Est de la Colombie-Britannique. Le «Deep Basin» du Dévonien de même que les formations récifales de Leduc et de Nisku, dans les plaines, n'ont pas encore été parfaitement expliqués, mais il est probable que l'on découvrira des gisements de grand et moyen volumes dans des pièges qui échappent pour l'instant à l'observation à cause de la présence de roches carbonatées. Au nombre des futures découvertes figureront peut-être beaucoup de pièges qui ne sont pas évidents mais dont la localisation serait rendue possible par une reconstitution plus soignée de l'histoire géologique, une interprétation intensive de profils sismiques, des modèles, une étude des facteurs hydrodynamiques et des forages plus rapprochés les uns des autres.

Économie et environnement

Dans cette région, l'activité est centrée principalement sur le bassin de l'Alberta, où les travaux d'exploration ont mené à la découverte d'importants gisements de pétrole léger de haute qualité et de pétroles lourds, et de grandes quantités de gaz naturel. Des formations d'hydrocarbures ont été découvertes à de faibles (1 000 m) et moyennes (2 500 m) profondeurs.

Beaucoup de formations du Nord-Est de la Colombie-Britannique renferment du gaz naturel acide, qui nécessite un traitement supplémentaire. Le principal obstacle à l'expansion des travaux est qu'il n'existe pas encore suffisamment de marchés pour le gaz naturel.

Dans la région des Contreforts des Rocheuses, le coût des forages est plus élevé, car il faut travailler à de grandes profondeurs, dans des formations de roche dure, au moyen d'un matériel onéreux. En outre, le gaz naturel est généralement acide et doit de ce fait subir un traitement spécial; les formations nécessitent une fracturation. Là également, les travaux seront limités à l'avenir en raison du manque de débouchés commerciaux.

Dans les bassins du Nord, l'activité n'a pas atteint l'intensité de celle des autres régions de l'Ouest canadien, les travaux d'exploration ayant été centrés sur Norman Wells. La discontinuité du pergélisol pose des problèmes environnementaux qui augmentent les coûts des travaux.

Le coût des forages dans les diverses parties de l'Ouest canadien est exprimé ci-dessous en dollars de 1983 par mètre:

Bassin de l'Alberta	250-300 $
Bassin de Williston	250-300 $
Zone déformée	550-700 $
Bassins du Nord	250-300 $

TABLEAU II
RÉSERVES RESTANTES PROUVÉES

	PÉTROLE 10^6 m^3	GAZ 10^9 m^3
Bassin de l'Alberta	600,3	1 827,1
Bassin de Williston	108,4	47,6
Zone déformée	0,8	226,6
Bassins du Nord	44,2*	9,3*
TOTAUX	753,7	2 110,6

* Les chiffres accompagnés d'un astérisque s'appliquent à des gisements qui n'ont pas encore été entièrement délimités; il faut les considérer comme des réserves probables, et non comme des réserves prouvées.

TABLEAU III
POTENTIEL EN PÉTROLE ET EN GAZ NATUREL (EXTRACTIBLE)

POTENTIEL EN PÉTROLE (10^6 m^3)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
Bassin de l'Alberta	160	398	580
Bassin de Williston	32	95	292
Zone déformée	5	15	65
Bassins du Nord	14	85	415
TOTAUX	234*	593	1 210*
POTENTIEL EN GAZ NATUREL (10^9 m^3)	**Probabilité forte**	**Probabilité moyenne**	**Probabilité faible**
Bassin de l'Alberta	1 120	1 817	3 764
Bassin de Williston	85	107	183
Zone déformée	255	425	1 805
Bassins du Nord	42	155	820
TOTAUX	1 544*	2 504	4 930*

* Ces totaux ne sont pas des sommes arithmétiques. Ils ont été calculés au moyen de méthodes statistiques.

BASSIN DE L'ALBERTA

Étendue D'une superficie de 880 000 km², ce bassin est délimité par le 49e parallèle au sud, et par l'arc de Tathlina au nord. La limite est de la Zone déformée le borde à l'ouest, le Bouclier canadien le borde à l'est et l'arc de Sweetgrass le borde au sud-ouest.

Géologie Ce bassin, dont les couches d'une épaisseur de 6 km à proximité de la Zone déformée s'amincissent pour aller mourir au contact du Bouclier canadien, est constitué de deux prismes d'accrétion qui vont en s'épaississant vers l'ouest. Le premier est composé essentiellement de roches du Paléozoïque qui proviennent de l'est et où prédominent des roches carbonatées d'origine marine. Le deuxième est constitué de roches clastiques non marines, qui sont dérivées de l'ouest et qui datent du Mésozoïque-Cénozoïque.

Les roches paléozoïques les plus anciennes comprennent des grès, des schistes argileux et des grès fissiles du Cambrien qui ont été arrachés au Bouclier et répandus vers l'ouest sur le craton à relief relativement faible. Les dépôts de l'Ordovicien et du Silurien consistent en grande partie en carbonates déposés par des mers plates. Ils rendent compte de la plus vaste transgression marine du Phanérozoïque qui, à son plus fort, à la fin de l'Ordovicien, a recouvert la majeure partie du craton Nord-Américain. Au début du Dévonien moyen, le soulèvement du centre du Montana, l'arc de l'Ouest de l'Alberta, l'arc de Peace River et l'arc de Tathlina sont des formations desquelles l'érosion a arraché une bonne partie des roches du Paléozoïque inférieur. La présence des arcs est déterminante pour la répartition des faciès et de l'épaisseur des sédiments du Dévonien moyen au Carbonifère, puisque les mers transgressent du nord-ouest au sud-est, et non de l'ouest comme antérieurement. Les arcs répandent des sables dans les dépôts transgressifs du Dévonien et, ensemble, limitent la sédimentation pour donner naissance à des dépôts de sel massifs au Dévonien moyen (Eifélien). La marge nord-ouest du bassin est sous l'influence d'un récif-barrière massif, celui de Keg River, qui limite la progression, au sud, des eaux marines normales. À mesure que progresse le Dévonien, les récifs-barrières se déplacent vers le sud et les dimensions des bassins de sel correspondants diminuent. Dans le Frasnien, un dépôt transgresse sur l'arc de l'Ouest de l'Alberta et, au Famennien, des dépôts envahissent la crête de l'arc de Peace River, rétablissant le lien marin entre la plate-forme cratonique et le plateau continental adjacent.

Le début du Carbonifère est représenté dans tout le bassin par une mince couche de schiste argileux (formation d'Exshaw), riche en matières organiques, qui passe de brun foncé à noir; il s'agit de l'un des indices les plus réguliers de la colonne sédimentaire. Les schistes sus-jacents font place à une vaste couche de carbonates marins d'eau peu profonde dans la majeure partie du Carbonifère inférieur, qui se termine par une série de grès et de grès fissiles qui marquent la reprise de l'activité de la plupart des arcs cratoniques. Au Carbonifère inférieur, l'arc de Peace River s'inverse et subit un affaissement modéré; pendant le Carbonifère supérieur et le Permien, elle est le théâtre d'un effondrement local, où une tranche de section de plus de 0,6 km est préservée dans une série de ravins. À la fin du Permien, le bassin émerge en majeure partie. Au début du Trias, une transgression donne naissance à une succession de schistes foncés, que recouvrent des schistes phosphatiques et un grès régressif (formation de Halfway) datant du Jurassique moyen. Le Trias supérieur est représenté par des anhydrites, des carbonates et des évaporites déposés par une mer plate sur lesquelles reposent d'épaisses couches de calcaires bioclastiques. Le Trias a été érodé en bonne partie avant le Jurassique, et les unités supérieures de la succession ne sont plus présentes que dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique. Le Jurassique inférieur et le Jurassique moyen sont surtout représentés par des schistes argileux marins, de petites formations de grès les séparant des grès et schistes non marins du Jurassique supérieur qui composent les formations de Kootenay et de Nikinassin. Cette transition marque le début du prisme d'accrétion du Mésozoïque-Cénozoïque, qui s'est formé sous l'effet de l'activité orogénique à l'ouest. Au milieu du Crétacé, un soulèvement transporte des sédiments continentaux vers l'est et les répand dans tout le bassin, à peu près en même

Figure 3.4 Position des principaux récifs, biohermes et biostromes du Dévonien. Les positions à l'ouest de la Zone déformée ont été reconstituées au moyen d'une carte paléogéographique

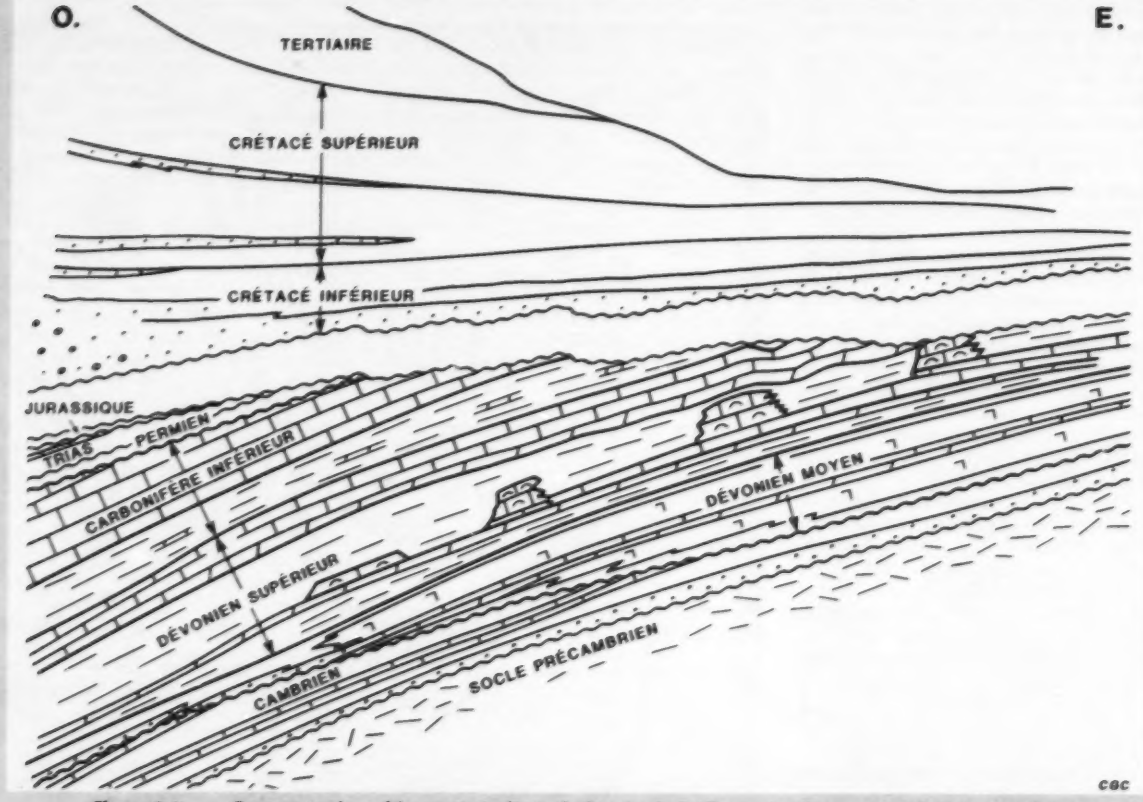


Figure 3.5 Coupe stratigraphique généralisée du bassin de l'Alberta. La figure a été divisée pour bien montrer la plus jeune partie du bassin

temps que des détroits marins en provenance du nord et du sud se rencontrent pour former un passage étroit s'étendant de l'Arctique au golfe du Mexique. À la fin du Crétacé et au Paléocène, une reprise de l'activité orogénique donne naissance à des sédiments clastiques non marins qui recouvrent tout le bassin.

Chronologie des forages Le premier gisement de gaz naturel commercial a été découvert en 1904 à Medicine Hat, dans des roches du Crétacé supérieur. La découverte du récif dévonien de Leduc, en 1947, a marqué le début d'une époque d'exploration pétrolière intensive. En tout, plus de 100 000 puits ont été forés dans ce bassin.

Roches-mères potentielles Les roches-mères potentielles abondent dans toute la section, en particulier les schistes foncés du Dévonien, du Mississippien et du Mésozoïque. La maturité thermique des roches passe d'incomplète dans les régions gazifères peu profondes des parties nord et est du bassin à avancée dans les parties plus profondes du bassin adjacent à la Zone déformée.

Roches réservoirs potentielles Toute la section renferme des roches réservoirs de bonne qualité. Jusqu'à maintenant, les réservoirs les plus importants ont été les carbonates produits par des organismes vivants du Dévonien (biohermes et biostromes, figure 3.4), les sous-affleurements des unités dévoniennes et mississippiennes au contact de la discordance préjurassique ainsi que les couches de grès basales et transgressives-régressives du Crétacé. Parmi les autres réservoirs prolifiques, mentionnons les sables transgressifs du Paléozoïque qui entourent l'arc de Peace River et les carbonates triasiques du Nord-Est de la Colombie-Britannique.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Plus de 9 000 gisements de gaz naturel et 3 000 de pétrole sont reconnus à l'intérieur du bassin de l'Alberta. Les réserves restantes prouvées sont évaluées à 600 millions de mètres cubes de pétrole et 1 827 milliards de mètres cubes de gaz. Jusqu'à maintenant, on a produit environ 1,4 milliard de mètres cubes de pétrole et 1 000 milliards de mètres cubes de gaz naturel. Les réservoirs du Dévonien contiennent près de 65 % des réserves de pétrole tandis que le Crétacé en contient 20 %. En ce qui concerne le gaz naturel, près de la moitié des réserves ont été découvertes dans des réservoirs crétacés, et environ 35 % dans des formations dévoniennes. On estime que toute la section renferme des accumulations potentielles de pétrole et de gaz, mais que les horizons profonds (et par conséquent plus anciens) ont plus de possibilités d'en contenir que les formations sus-jacentes.

BASSIN DE WILLISTON

Étendue Approximativement 565 000 km² (partie canadienne du bassin).

Géologie Le bassin de Williston est constitué de roches clastiques et carbonatées du Paléozoïque. Celles-ci, dépourvues de structure propre, sont dérivées du Bouclier canadien. Elles ont été par la suite aplanies à la fin du Paléozoïque et recouvertes d'ouest en est par le prisme d'accrétion clastique du Crétacé-Tertiaire. La formation d'un arc cratonique annulaire a permis la création du bassin en son milieu. Les dépôts les plus anciens, constitués de grès cambro-ordoviciens, sont dérivés des grès cambriens des arcs et des grès protérozoïques du Bouclier canadien. Pendant la période qui s'étend de l'Ordovicien supérieur à la fin du Silurien, cette région a été recouverte par de vastes et minces formations de carbonates de mer plate. Ces formations s'étendent du Bouclier jusqu'au Centre du Montana. Juste avant le Dévonien moyen, ces roches ont subi une profonde ablation attribuable à un soulèvement marqué des arcs qui entourent le bassin, ce qui a donné naissance à l'escarpement de Meadow Lake (haut de 250 m), qui fait face au nord; cet escarpement a constitué une barrière devant laquelle se sont formés des dépôts de sel épais du milieu à la fin du Dévonien. Le dernier épisode du Dévonien et le Carbonifère inférieur sont représentés par des schistes euxiniques surmontés de schistes calcaires et de calcaires marins déposés en mer libre. Les calcaires, qui présentent un faciès à crinoïdes dans la partie ouest du bassin, passent progressivement vers l'est à un faciès évaporitique de dolomie et d'anhydrite. Au sommet du Carbonifère, les successions évaporitiques s'étendent jusqu'au centre du bassin. Au cours du Permien, du Trias et du Jurassique inférieur, le bassin est isolé par le soulèvement de son arc cratonique annulaire, et ses marges sont attaquées par l'érosion. Pendant cette période, l'arc de Sweetgrass se dégage et sépare nettement les sédiments de mer plate du bassin de l'Alberta d'une part, et les couches rouges déposées par une mer fermée et les dépôts de sel mineurs du bassin de Williston d'autre part.

À partir du Jurassique supérieur, le prisme d'accrétion clastique syntectonique s'étend vers l'est, en traversant le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. À son origine le prisme est constitué de dépôts de schistes qui passent de marins à continentaux et de grès succédant à des faciès clastiques à prédominance non marine du Paléocène.

Chronologie des forages Plus de 20 000 puits ont été forés dans cette région, la plupart dans les zones déjà en production. Des forages d'explorations doivent être effectués dans une bonne partie de la zone présentant des possibilités.

Roches-mères potentielles Schistes jurassiques et crétacés des formations de Winnipeg, de Bakken et d'Exshaw.

Roches réservoirs potentielles Toute la section contient des réservoirs potentiels, notamment les grès cambro-ordoviciens, les carbonates du Carbonifère inférieur de l'Est et du Centre du bassin et les grès du Jurassique-Crétacé.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Les plus importantes accumulations sont associées aux sous-affleurements érodés du Carbonifère qui se rencontrent dans le Sud-Est de la Saskatchewan et dans le Sud-Ouest du Manitoba, où plus de 300 millions de mètres cubes de pétrole extractible sont répartis entre plus de 120 champs pétrolifères. Les gisements Weyburn, Midale et Steelman sont les plus importants. Le deuxième groupe de champs en importance produit du gaz naturel et du pétrole extraits de la formation de Shaunavon du Jurassique moyen et des formations de Roseray et de Cantuar, qui datent du Jurassique supérieur et du Crétacé inférieur, dans une zone de 200 km de longueur dans le Sud-Ouest de la Saskatchewan. Ces dépôts correspondent à des pièges stratigraphiques et structuraux qui sont associés à la marge ouest du bassin. Du pétrole est également extrait des grès de Bakken. Le long de la marge ouest du bassin, dans les sables de Milk River-Medicine Hat, des réserves et des ressources gazières potentielles sont emprisonnées dans des formations étendues, peu profondes et soumises à une faible pression. Les plus récentes découvertes de pétrole ont eu lieu dans le Sud-Ouest du Manitoba, où des couches rouges triasiques et jurassiques reposent sur les sous-affleurements carbonifères (champ Waskada).

On croit qu'il existe d'autres ressources potentielles dans des grès et dolomies du Paléozoïque inférieur, dans des carbonates dévoniens et dans des roches réservoirs prouvées.

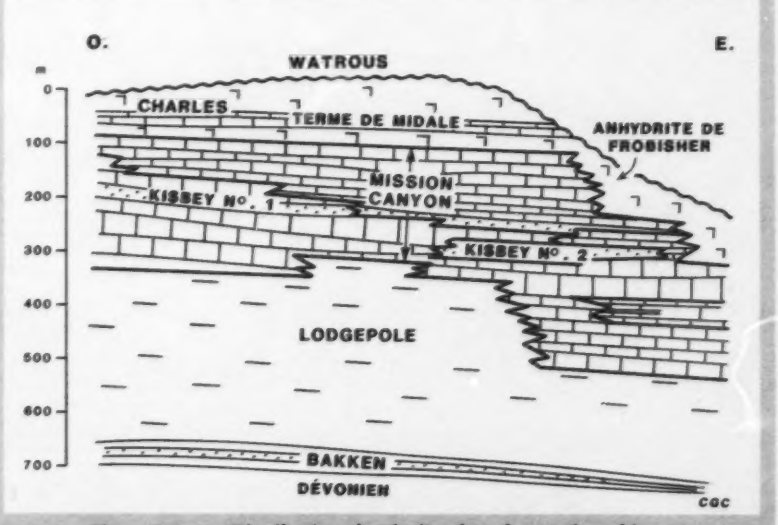


Figure 3.6 Distribution des faciès dans la stratigraphie carbonifère du bassin de Williston, à l'origine des pièges stratigraphiques (d'après Edie, 1958)

ZONE DÉFORMÉE

Étendue Superficie de 193 000 km², dont approximativement 40 000 km² dans les Contreforts des Rocheuses, formant une zone linéaire qui s'étend sur 1 000 km depuis la frontière des États-Unis, à Waterton, jusqu'au sud du district de Mackenzie.

Géologie Comme dans les plaines adjacentes, la stratigraphie de la Zone déformée est constituée de deux prismes d'accrétion qui s'épaississent vers l'ouest. Le plus ancien, où les dépôts marins prédominent, est le prolongement du prisme des plaines adjacentes; sa mise en place date du Paléozoïque et du Mésozoïque inférieur. Cependant, il porte la trace de la transition entre les sédiments de plate-forme des plaines et les successions équivalentes, mais beaucoup plus épaisses, du miogéoclinal. De plus, les couches absentes des plaines au voisinage des discordances sont préservées en bonne partie dans la Zone déformée, ce qui rend possible une reconstitution plus complète de la paléogéographie. Le deuxième prisme de la section, mésozoïque supérieur et cénozoïque, constitue le prolongement des couches de sédiments clastiques vers l'est, jusque dans une avant-fosse mobile qui s'est formée sous l'effet de la charge exercée par le soulèvement et le télescopage des montagnes. Une bonne partie des dépôts les plus anciens du prisme de sédiments clastiques a été arrachée à son milieu de sédimentation et déposée dans des parties plus jeunes de l'avant-fosse. Structuralement, la Zone déformée est constituée de deux principaux éléments: les montagnes Rocheuses et les Contreforts des Rocheuses. Jusqu'ici, seuls les Contreforts ont donné lieu à des travaux d'exploration importants. Les structures sont typiques d'un décollement (thin-skinned structure) mais, à l'intérieur de ce cadre général, cœxistent plusieurs structures régionales. Le Sud est dominé par des failles de poussée imbriquées (figure 3.7), tandis que le Nord renferme davantage de plis et de failles de poussée en cul-de-sac (blind thrusts) (figure 3.8).

Chronologie des forages Le premier puits de pétrole de l'Ouest canadien a été foré en 1902 dans la ville de Oil City, aujourd'hui située dans le Parc national de Waterton. Depuis, de nombreux gisements de pétrole et de gaz naturel ont été mis à jour au sud de Waterton, jusqu'à Beaver River, dans la partie nord de la zone. Malgré tout, la zone n'a pas fait l'objet de travaux intensifs de forage, parce que les coûts d'exploration sont prohibitifs, la prospection sismique pose des difficultés techniques et le gaz est acide, corrosif et dangereux pour l'environnement.

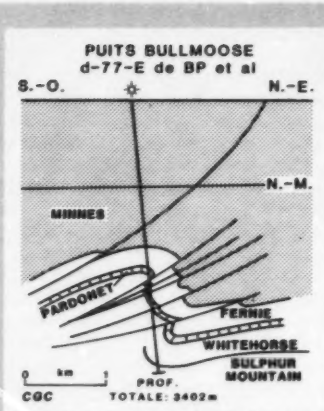


Figure 3.6 Coupe structurale du champ Bullmoose, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique (d'après Barss et Montandon, 1981)

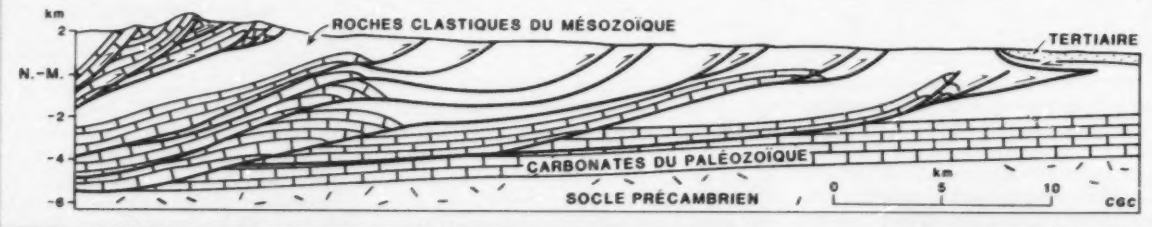


Figure 3.7 Coupe structurale généralisée à travers les Contreforts des Rocheuses au Sud de l'Alberta. Le plissement est dominé par des failles de poussée (d'après Bally et coll., 1966)

Figure 3.8 Coupe structurale généralisée à travers les Contreforts du Nord de la Colombie-Britannique. Prédominance de plis et de failles de poussée en cul-de-sac (blind thrusts)

Roches-mères potentielles Dans le Sud, les principales roches-mères sont constituées de schistes marins foncés du Dévonien et du Mississippien. Dans le Nord, on rencontre une variété de roches paléozoïques et mésozoïques semblables. Les études indiquent que la maturité des formations de la partie ouest est peut-être moins avancée qu'on ne l'a cru jusqu'à maintenant.

Roches réservoirs potentielles Dans le Sud, les principales roches réservoirs se trouvent dans les successions mississippiennes et crétacées; dans le Nord des Contreforts des Rocheuses, il en existe aussi qui sont importantes dans le Dévonien et le Trias. La porosité est généralement limitée, en raison de la grande profondeur d'enfouissement, mais on rencontre beaucoup de roches réservoirs fracturées.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Les réserves prouvées restantes se chiffrent à 226,6 milliards de mètres cubes de gaz naturel et à 0,8 million de mètres cubes de pétrole. Comme une bonne partie du gaz naturel est acide et nécessite un traitement, le soufre est devenu un sous-produit important qui peut être commercialisé. Comparativement aux autres parties du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, la densité des forages est très faible dans la Zone déformée. Beaucoup de situations à explorer n'ont pas encore été sondées.

BASSINS DU NORD

Étendue Superficie d'environ 490 000 km^2, dont près de 30 000 à l'ouest des chaînons Richardson, dans le bassin de la plaine d'Eagle et le bassin d'Old Crow.

Géologie La plupart des auteurs considèrent ce bras nord du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien comme un groupe de régions physiographiques ou de bassins distincts (figure 3.10). Il comprend la plaine d'Anderson, la plaine du Mackenzie, la plaine et le plateau de Peel, plus le bassin de la plaine d'Eagle et le bassin d'Old Crow, jusqu'à l'ouest des chaînons Richardson. Néanmoins, on peut dire grosso modo que l'ensemble de la région est analogue au bassin de l'Alberta car, comme lui, elle est constituée de deux grands prismes d'accrétion séparés par une importante surface de discordance.

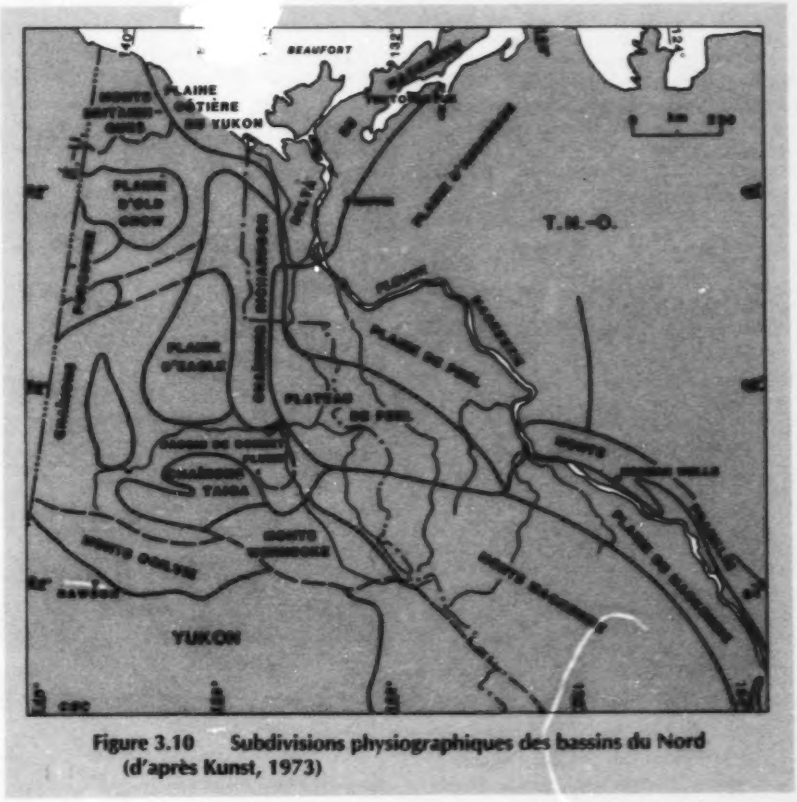


Figure 3.10 Subdivisions physiographiques des bassins du Nord (d'après Kunst, 1973)

Le prisme inférieur est formé de roches de plate-forme, à prédominance de carbonates marins, qui couvrent l'épisode compris entre le Cambrien inférieur et le Dévonien moyen. Cette succession carbonate-schiste, qui est interrompue par plusieurs discordances régionales, est dérivée du Bouclier canadien et atteint une épaisseur d'environ 3 000 m au contact de la marge extérieure du craton. On trouve largement répandus dans la région du plateau de Peel des dépôts de halite évaporitique qui datent du Cambrien inférieur. Dans l'Ouest ou dans les parties plus profondes de la région (figure 3.11), la succession carbonate passe à des schistes graptolitiques noirs. Des récifs (figure 3.12) se sont formés au cours du Dévonien moyen dans la région de la plaine du Mackenzie et dans le bassin de la plaine d'Eagle. Dans ce dernier, le Dévonien supérieur est représenté par des débris clastiques produits lors de soulèvements et charriés vers le nord et dont le dépôt s'est poursuivi jusqu'à la fin du Paléozoïque. Ailleurs, le Paléozoïque supérieur est en grande partie absent, ou du moins n'a pas laissé de dépôts puisque la région émergeait en grande partie à cette époque. Les schistes marins du Jurassique supérieur marquent le début d'une transgression importante; une bonne partie de la région contient d'épaisses couches basales de grès et de schistes du Crétacé inférieur. Les roches du Crétacé supérieur et du Tertiaire, dérivées en grande partie de l'orogénèse de Laramide à l'ouest et au sud, ont largement été balayées à l'époque de la formation du réseau hydrographique du fleuve Mackenzie.

Chronologie des forages Dès le début, les forages ont conduit à la découverte du champ Norman Wells en 1920. Depuis, environ 150 puits ont été forés dans la région, la plupart à partir de 1960. On compte 24 puits dans le bassin de la plaine d'Eagle mais aucun dans le bassin d'Old Crow.

Roches-mères potentielles Il existe des roches-mères potentielles dans des schistes du Paléozoïque et du Crétacé, notamment les schistes graptolitiques de l'Ordovicien au Dévonien et les schistes bitumineux du Dévonien moyen et supérieur. Les schistes protérozoïques sont également des horizons pétrolifères possibles dans la région du plateau de Peel.

Roches réservoirs potentielles Jusqu'à maintenant, les faciès biologiques (biohermes), les faciès du Dévonien moyen représentent les roches réservoirs les plus prometteuses. Plusieurs grès cambriens, carbonifères, permiens et crétacés présentent également des possibilités d'accumulation.

Accumulations d'hydrocarbures connues Selon les évaluations, le champ de pétrole Norman Wells est le plus gros gisement découvert dans la région. En effet, il contient environ 40 millions de mètres cubes de pétrole extractible. On y a découvert deux gisements de gaz naturel et un gisement de gaz naturel et de pétrole dans le grès carbonifère du bassin de la plaine d'Eagle. À Tedji Lake, on a découvert, dans des grès du Cambrien, un gisement de gaz naturel dont on estime les ressources à environ 2,5 milliards de mètres cubes.

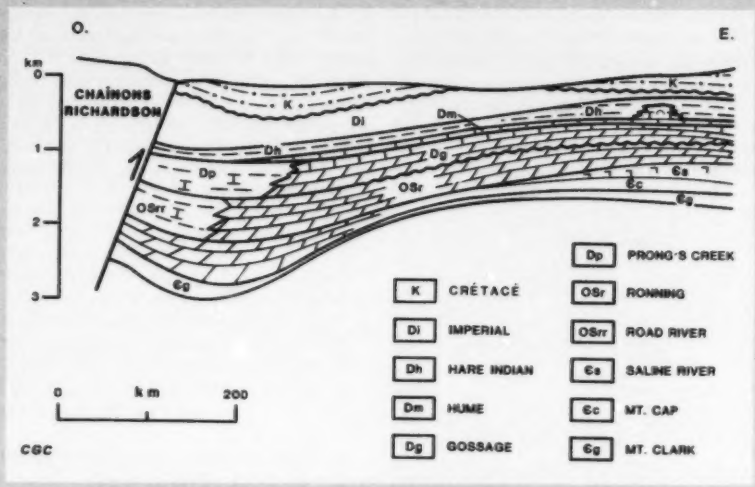


Figure 3.11 Coupe stratigraphique schématique à travers le plateau de Peel (d'après Kunst, 1973)

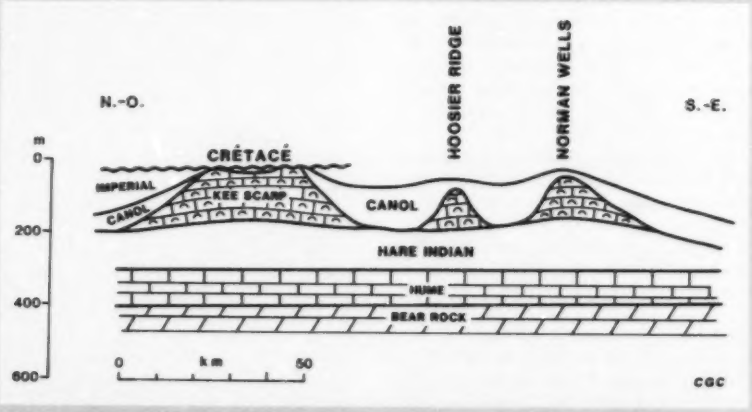


Figure 3.12 Relations stratigraphiques des récifs dévoniens de la formation de Kee Scarp

BASSINS DE LA CORDILLÈRE

Introduction

Les théories récentes attribuent la formation de la Cordillère à une collision entre l'Amérique du Nord et au moins deux autres terrains. L'accostage de ces terrains exotiques au cours du Jurassique et du Crétacé a donné naissance aux bombements tectoniques soudés et composés de roches métamorphiques et plutoniques qui subdivisent la Cordillère. De plus, il a causé le télescopage et l'épaississement tectoniques de la Zone déformée des montagnes Rocheuses. Les bassins subséquents, mésozoïques et tertiaires, de la région d'entremont reposent donc sur des successions variées qui ont leur origine à l'extérieur du contexte paléogéographique nord-américain.

Contrairement aux autres régions côtières du Canada, la côte ouest correspond à la marge d'une plaque continentale, tectoniquement active, où se déroulent encore des mouvements de subduction et d'ample translation de la croûte terrestre. La partie immergée de la Colombie-Britannique est située dans la zone tectonique insulaire qui, à l'instar de la majeure partie de la Colombie-Britannique, est constituée de terrains allochtones qui se sont ajoutés à la marge occidentale de l'ancienne plaque nord-américaine. Les zones favorables à l'accumulation de pétrole sont retrouvées dans les successions sédimentaires intégrées à des parties des terrains exotiques dont la déposition est antérieure à l'accrétion, dans les mélanges et les assemblages d'avant-fosse qui se sont constitués par suite de la collision et de la soudure des terrains, ainsi que dans les bassins formés après la soudure sous l'effet de la subduction.

Réserves et potentiel

Aucune réserve n'a encore été découverte dans cette région, et aucune évaluation du potentiel des bassins d'entremont n'a encore été effectuée. D'après les quelques indications géochimiques que l'on possède, il semble peu probable que ces bassins aient un potentiel pétrolier important. Le métamorphisme thermique observé dans ces bassins laisse supposer qu'il pourrait recéler de faibles gisements de gaz sec; par contre, d'autres auteurs ont avancé le chiffre de 150 milliards de mètres cubes de gaz naturel.

Le tableau IV indique les évaluations du potentiel des bassins de la côte ouest. Les horizons pétrolifères les plus prometteurs se trouvent en majeure partie sur le terrain Wrangellia et empiètent, par endroits, sur des parties du terrain Alexander au nord, et sur les terrains Olympic et Pacific Rim au sud. Deux grands bassins sédimentaires ont été reconnus, le bassin de la Reine-Charlotte entre les îles Reine-Charlotte et la terre ferme, ainsi que le bassin de Tofino, au large de la côte ouest de l'île Vancouver. Il y a aussi le petit bassin de Winona sur le talus continental, au large de la côte nord de l'île Vancouver, et le bassin de Nanaïmo, plus vaste mais peu profond, entre le sud de l'île Vancouver et la terre ferme. Le Tertiaire des bassins de la Reine-Charlotte et de Tofino a été sondé par un certain nombre de puits, mais sans succès. À cause des conditions de l'environnement, les derniers forages en mer remontent à 1969. Nombre des situations à explorer, en particulier celles dont on suppose l'existence sous le terrain sédimentaire du Tertiaire, n'ont pas encore fait l'objet de forages, et c'est pourquoi les évaluations ne sont pas d'une très grande précision, comme c'est souvent le cas dans les régions pionnières.

TABLEAU IV
POTENTIEL EN PÉTROLE ET EN GAZ NATUREL AU LARGE DE LA CÔTE OUEST

	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
POTENTIEL EN PÉTROLE (10^6 m^3)	—	50	110
POTENTIEL EN GAZ (10^9 m^3)	40	270	760

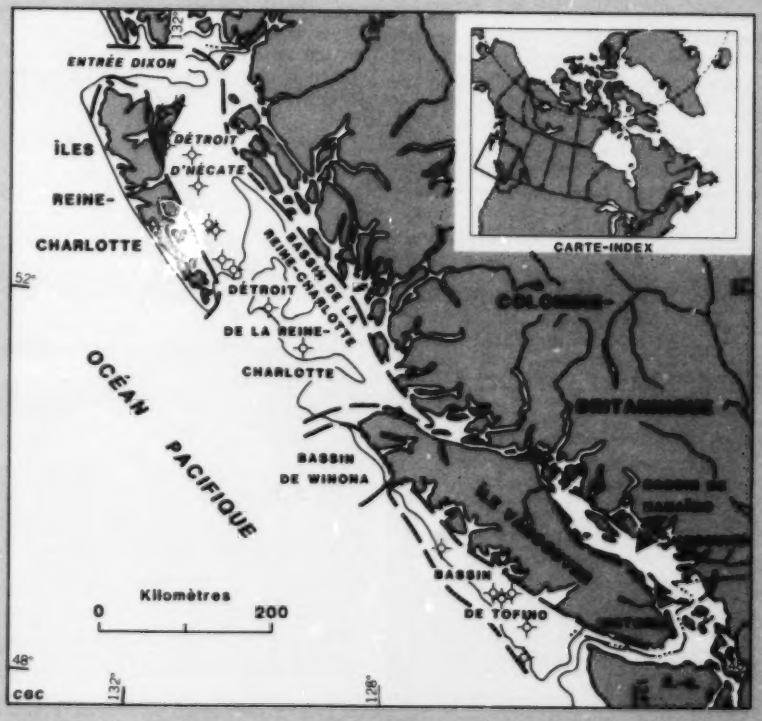


Figure 3.13 **Positions des bassins de la côte ouest de la Colombie-Britannique**

BASSIN DE LA REINE-CHARLOTTE

Étendue Cette région, d'une superficie d'environ 50 000 km^2, englobe les terrains sous-jacents au détroit de la Reine-Charlotte, au détroit d'Hécate et à l'entrée Dixon, jusqu'à l'isobathe de 200 m.

Géologie Sur un socle économique de roches volcaniques triasiques du groupe de Karmutsen repose une épaisse succession essentiellement marine de sables, schistes, calcaires et de grès fissiles volcano-clastiques qui datent du Jurassique. Faillées, plissées et érodées par endroits, ces roches sont surmontées de sédiments clastiques du Crétacé inférieur et supérieur. Au Crétacé supérieur, les deux successions ont une fois de plus été soumises à des faillages et plissements. D'épaisses couches volcaniques de la formation de Masset reposent en discordance sur ces formations dans le Nord-Ouest et s'imbriquent latéralement dans la partie inférieure des épaisses couches clastiques du Tertiaire. Dans le Sud du détroit de la Reine-Charlotte, une fracture tectonique est recouverte d'un dépôt de sédiments de la formation miocène de Skonun. Ces dépôts sont postérieurs à la soudure continentale, et présentent des épaisseurs de 4 500 m.

Chronologie des forages Dès 1915, la société British Columbia Coal Company a foré un puits peu profond (490 m) dans l'île Graham. En 1950, la Royalite a foré le puits terrestre Queen Charlotte jusqu'à une profondeur de 1 006 m. Entre 1958 et 1961, la Richfield a foré sur la terre ferme six puits de faible profondeur (tous inférieurs à 2 500 m). Entre 1967 et 1969, Shell Canada a foré 14 puits sous-marins, dont 8 dans la région des îles de la Reine-Charlotte, afin de sonder des situations datant du Tertiaire.

Roches-mères potentielles On sait que les schistes riches en matières organiques des formations jurassiques de Kunga et de Maude ont produit du pétrole, dont une partie a déjà quitté la roche-mère. On sait également qu'il existe des schistes marins carbonifères dans le groupe crétacé de Queen Charlotte. À l'intérieur du Tertiaire, la formation de Skonun renferme des lignites. On croit que la section tertiaire n'a pas atteint un degré de maturité thermique suffisant.

Roches réservoirs potentielles Les grès sont fréquents dans une bonne partie des assemblages allochtones et des soudures antérieures au Crétacé, mais beaucoup ont une origine volcano-clastique et, par conséquent, présentent une porosité et une perméabilité limitées. La succession crétacée renferme plusieurs bonnes formations de grès marins purs. Les grès du Tertiaire ont une porosité qui apparaît bonne sur l'échelle de mesure, mais les grès riches en feldspath présentent une perméabilité qui va de variable à pauvre.

Accumulations d'hydrocarbures connues Des taches d'huile ont été signalées au puits sous-marin Sockeye B-10. Il y a eu brûlage de gaz à la torche à un des premiers puits (1915) forés dans les îles Reine-Charlotte. Des vacuoles de bitume ont été localisées dans la formation volcanique de Masset, de même que dans la formation de Yakoun du Jurassique moyen.

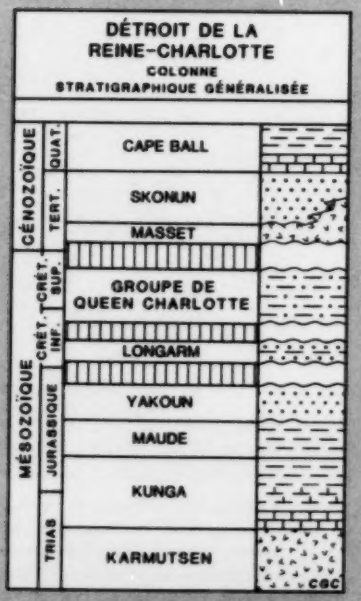


Figure 3.15 Colonne stratigraphique généralisée, détroit de la Reine-Charlotte

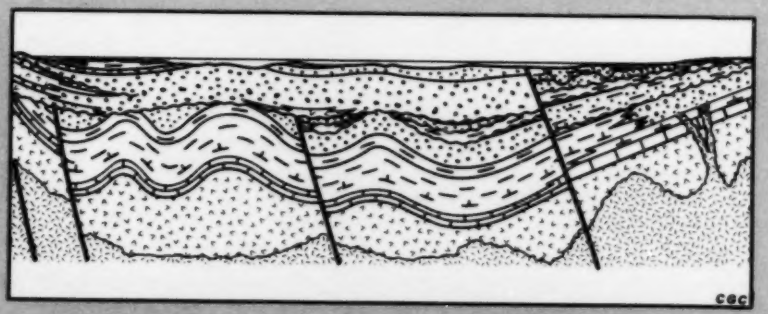


Figure 3.14 Coupe stratigraphique schématique à travers le détroit de la Reine-Charlotte

BASSINS DE TOFINO ET DE WINONA

Étendue Le bassin de Tofino s'étend sous une partie du plateau et du talus continentaux, au large de l'île Vancouver, sur environ 9 000 km^2 en deçà de l'isobathe de 200 m (figure 3.13). Le bassin de Winona englobe une partie du plateau et du talus continentaux au nord de l'île Vancouver; il a une superficie d'environ 5 000 km^2 et se trouve en majeure partie au-delà de l'isobathe de 200 m.

Géologie Des sections épaisses (4 000 m) de sédiments caractéristiques d'un dépôt lent ont été identifiées, au moyen de profils sismiques, dans les deux bassins. Les forages effectués dans le bassin de Tofino ont confirmé que ces sédiments remontent au Tertiaire supérieur. Ces dépôts reposent en discordance sur des roches volcaniques, plutoniques et sédimentaires déformées du Tertiaire inférieur et du Mésozoïque. Les sédiments néogènes forment un prisme relativement intact qui s'épaissit à partir de l'île Vancouver jusqu'à la base du talus continental. Les sédiments en grande partie marins renferment surtout des pélites calcaires et un peu de grès fissile marins. Ces derniers sont mal consolidés et datent du Miocène et du Pliocène. Des grès se présentent à proximité de la base de la succession. On observe des structures de forte amplitude horizontale mais de faible hauteur qui résultent des mouvements tectoniques reliés à la subduction d'une part et de la surpression et du mouvement diapirique des schistes argileux d'autre part.

Les épaisses couches sédimentaires du bassin de Winona n'ont pas encore été forées, parce que la majeure partie du bassin se trouve en eaux très profondes. Des pélites, des conglomérats gréseux et un peu de charbon ont été extraits des parois des canyons sous-marins qui entaillent le talus continental, au-dessus du corps principal du bassin. Les sédiments forment un prisme qui plonge vers la mer, sous le plateau et le talus continentaux et, en aval-pendage, sont faillés jusqu'en eaux très profondes. Les enregistrements sismiques révèlent une déformation de la partie profonde du bassin près de la base du talus et sous la crête de Winona située en eaux profondes à une distance de 110 km des côtes (figure 3.18).

Chronologie des forages Shell Canada a foré six puits d'exploration sous-marins dans les sédiments tertiaires du bassin de Tofino, entre 1967 et 1969. Récemment, un moratoire a été imposé sur les forages au large des côtes de la Colombie-Britannique, pour des raisons environnementales.

Roches-mères potentielles On n'a pas encore trouvé de bonnes roches-mères dans la succession néogène. Les sédiments clastiques fins sont constitués exclusivement de pélites gris pâle, pauvres en matières organiques.

Figure 3.17 Affleurement du fond marin, anticlinal Apollo (d'après Vorath, 1980)

Roches réservoirs potentielles De bons indices de porosité et de perméabilité ont été mesurés dans les carottes arrachées aux parois des puits d'exploration. Les grès les plus favorables à l'accumulation de pétrole se trouvent à la base de la succession.

Accumulations d'hydrocarbures connues Les puits Pluto I-87 et Prometheus H-68 forés dans le bassin de Tofino ont croisé de petites accumulations de gaz à de faibles profondeurs. L'analyse du gaz a révélé des teneurs en méthane assez élevées; les valeurs de C_2 à C_5+ ont tendance à augmenter avec la profondeur et l'âge des sédiments tertiaires.

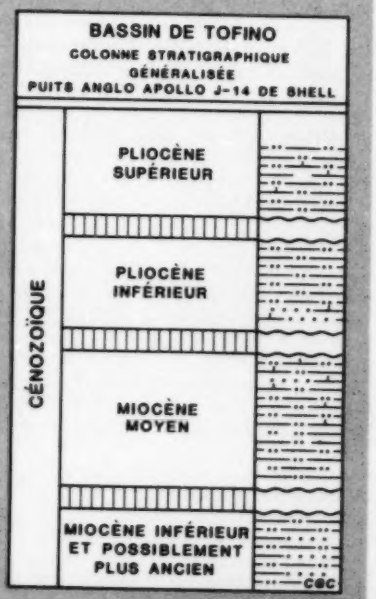


Figure 3.16 Colonne stratigraphique généralisée, bassin de Tofino

Figure 3.18 Coupe structurale schématique (sismique), bassin de Winona (d'après Chase et coll., 1975)

BASSINS D'ENTREMONT

Étendue Superficie totale de 240 000 km² répartie entre quatre grands bassins (figure 3.19), à savoir les bassins de Whitehorse, de Bowser et de Nechako (ce dernier comprenant la dépression de Tyaughton) et la dépression de Quesnel.

Géologie Dans la plupart des bassins d'entremont, des carbonates du Paléozoïque supérieur et des schistes siliceux d'eau profonde équivalents reposent sur des assemblages volcaniques altérés et contiennent une faune étrangère à l'Amérique du Nord. Ces terrains sont généralement surmontés de carbonates et de roches volcaniques d'arc insulaire du Trias qui sont eux aussi interprétés comme étant exotiques et sur lesquels reposent des roches clastiques syntectoniques dont on attribue l'existence à la collision et à l'accrétion de plaques continentales. Le Crétacé moyen et supérieur sont représentés par une autre génération de roches clastiques grossières qui résultent d'une deuxième accrétion majeure sur la marge ouest de l'Amérique du Nord. Les bassins ont été fortement plissés et faillés pendant chacune des accrétions. L'épaisseur totale des sédiments a peut-être dépassé 12 000 m avant l'exhaussement et l'érosion de quelques-uns des bassins. À la fin du Tertiaire et au cours de l'Holocène, le volcanisme a recouvert le bassin de Nechako (figure 3.20) et, du même coup, masqué la géologie sous-jacente.

Chronologie des forages Un puits a été foré dans le bassin de Bowser, et quatre dans le bassin de Nechako. Les autres bassins n'ont encore fait l'objet d'aucun forage d'exploration.

Roches-mères potentielles La plupart des bassins renferment des charbons ou des grès carbonacés, et on croit que les sédiments contiennent des matériaux organiques d'origine surtout terrestre. Toutes ces formations présentent un très bon degré de maturité thermique, de sorte que tout le gaz naturel possède une maturité avancée.

Roches réservoirs potentielles Les diverses successions sédimentaires abondent en grès. Immatures au moment de leur dépôt, ces grès ont en majeure partie perdu de leur porosité et de leur perméabilité sous l'effet de l'altération.

Accumulations d'hydrocarbures connues Des traces de gaz naturel sec ont été signalées dans le puits du bassin de Bowser.

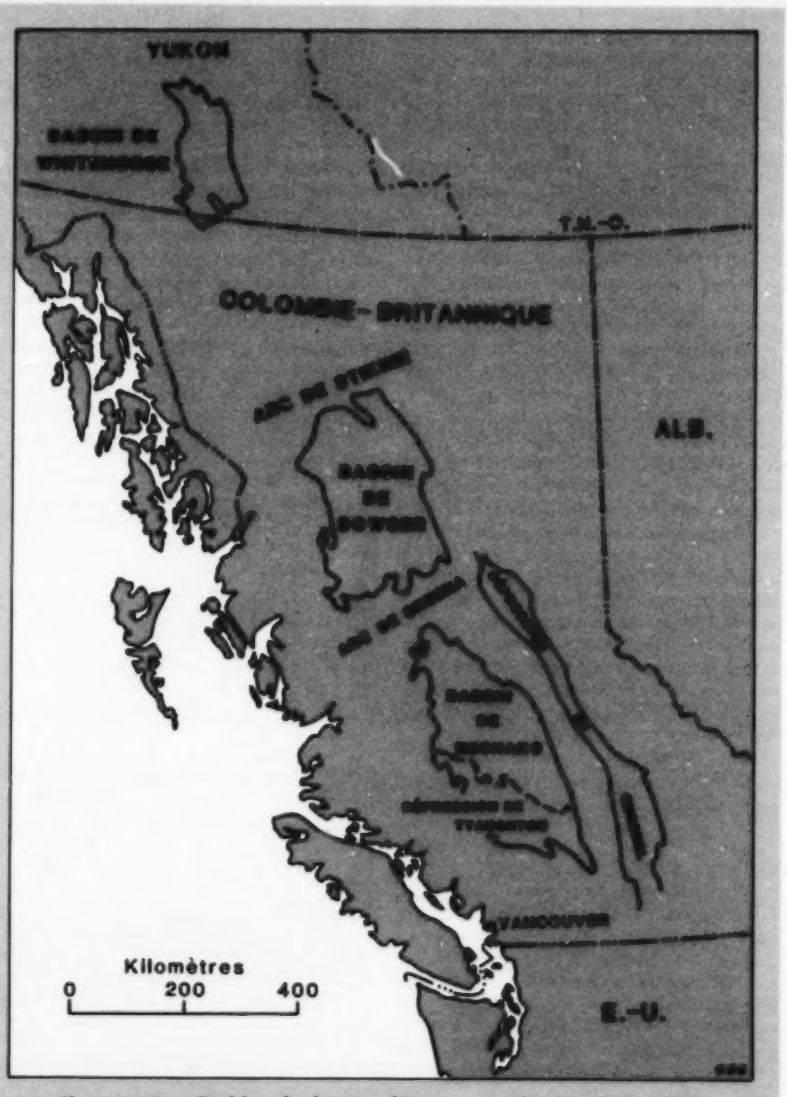


Figure 3.19 Position des bassins d'Entremont (d'après Koch, 1973)

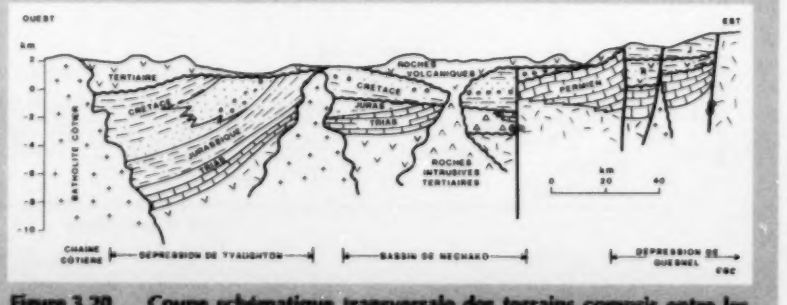


Figure 3.20 Coupe schématique transversale des terrains compris entre les dépressions de Tyaughton et de Quesnel (d'après Koch, 1973)

MER DE BEAUFORT — DELTA DU MACKENZIE

Introduction

Cette région comprend la partie continentale du delta du Mackenzie, la péninsule de Tuktoyaktuk et le domaine marin qui s'étend jusqu'à l'extrémité du plateau continental, à une profondeur d'environ 200 m. Au nord-est, la limite de la région a été située arbitrairement au milieu du golfe Amundsen. La région repose sur des grès et schistes deltaïques du Mésozoïque et du Cénozoïque dont l'épaisseur croît rapidement vers la mer pour atteindre 12 000 m à proximité de l'emplacement actuel du delta. Ces couches reposent à leur tour sur des roches faillées du Paléozoïque qui descendent brusquement, jusque sous le terrain mésozoïque-cénozoïque. Par la suite, les roches du Paléozoïque montent à la surface et affleurent dans la partie sud de la région. Le bassin présente des dépôts sédimentaires successifs qui datent du Mésozoïque et du Cénozoïque. Au cours du Crétacé supérieur et de l'Holocène, d'épaisses couches de roches clastiques se sont déposées dans une série de prismes deltaïques mobiles qui se sont formés sur la marge continentale passive de la partie sud de la mer de Beaufort.

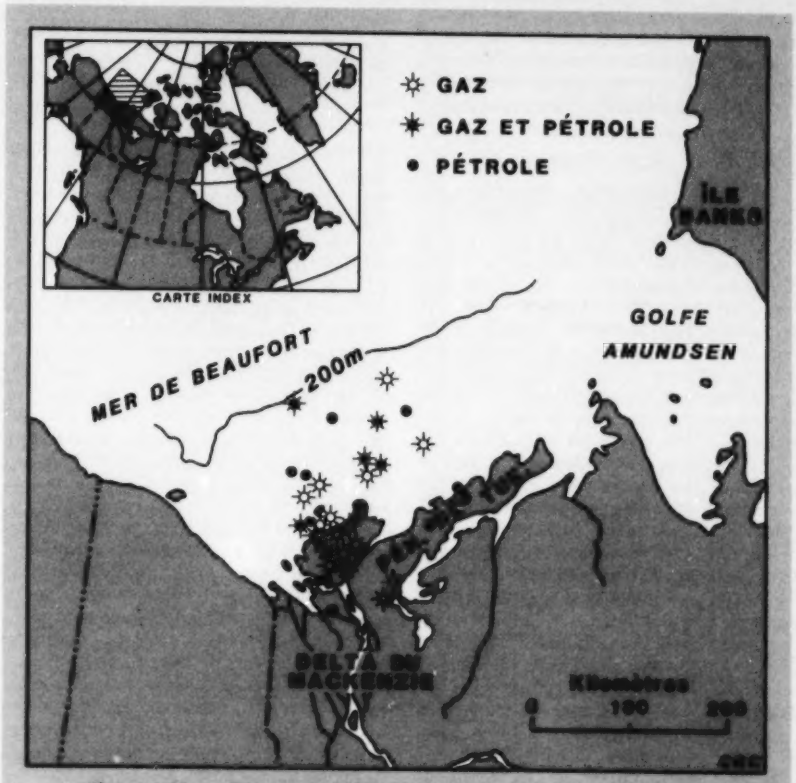


Figure 3.22 Découvertes de pétrole et de gaz, région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie

Réserves

Le tableau V indique les volumes de pétrole et de gaz découverts jusqu'à maintenant. Les valeurs indiquées correspondent aux réserves probables plutôt qu'aux réserves restantes prouvées. C'est en effet habituellement le cas, puisque, dans le cas de la plupart des découvertes, la nature et l'étendue des réservoirs sont encore mal connues. Outre le fait que très peu de puits de délimitation ont été forés, bien des facteurs expliquent la très grande variabilité de l'évaluation des réserves de cette région, en particulier celles de la mer de Beaufort. Contrairement à ce que l'on trouve dans d'autres régions pionnières, beaucoup de réservoirs sont habituellement mal définis par les diagraphies mécaniques. Ils ont de plus une qualité qui varie de médiocre à passable et une continuité latérale douteuse. Ils n'ont d'ailleurs pas été soumis à un essai probant aux maîtresses-tiges et ne sont

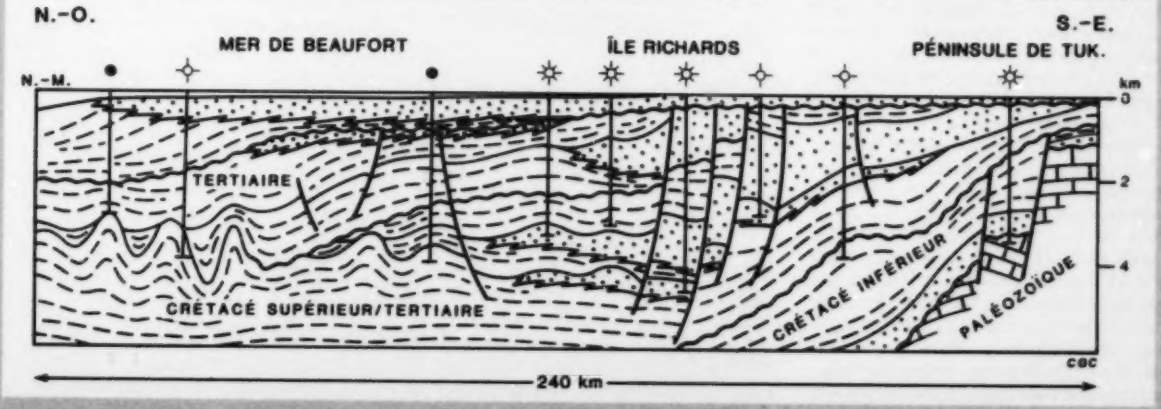


Figure 3.21 Relations stratigraphiques, région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie

pas faciles à définir par prospection sismique. Dans le tableau V, nous avons indiqué les volumes de pétrole et de gaz dont nous supposons l'existence en nous fondant sur un jugement d'ordre géologique-géophysique en ce qui a trait à la continuité latérale et verticale des gisements. Les évaluations sont donc nécessairement prudentes et il faudra certainement les modifier considérablement.

Potentiel

La région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie a un potentiel évalué à 1,347 milliard de mètres cubes de pétrole et à 1 865 milliards de mètres cubes de gaz naturel selon une probabilité moyenne (tableau VI). Selon la probabilité faible, les évaluations sont d'environ 3 milliards de mètres cubes de pétrole et de plus de 4 000 milliards de mètres cubes de gaz naturel. Ces chiffres semblent élevés pour une région relativement petite, mais ils ne sont pas exagérés si l'on considère le fort taux de succès des forages et la découverte, dès le début, de trois gigantesques gisements de gaz naturel (85 milliards de mètres cubes). Le potentiel le plus élevé, en pétrole comme en gaz naturel, se trouve dans la mer de Beaufort, tant dans la partie actuellement évaluée au moyen de forages que dans la grande partie de la région qui s'étend vers l'ouest, jusqu'à la frontière canado-américaine. Cette immense zone n'a pratiquement pas fait l'objet de forages d'exploration mais les profils sismiques nous apprennent qu'elle contient des éléments semblables à ceux de la région du delta. Dans la région qui a surtout retenu l'attention ces dernières années, de nombreuses structures n'ont été sondées qu'en surface. Il reste encore des situations en biseaux stratigraphiques, des pièges-failles et de nombreuses autres situations à explorer plus à fond, tout comme celles associées à la sédimentation deltaïque.

Économie et environnement

Aux fins d'une évaluation économique, la région de la mer de Beaufort peut être subdivisée selon la profondeur d'eau. Dans les faibles profondeurs, soit celles qui sont inférieures à environ 20 m, il est possible de construire des îles artificielles, tandis que dans les grandes profondeurs il faut utiliser des plates-formes de forage. Dans les deux cas, cependant, l'équipement de mise en valeur doit pouvoir résister aux pressions provoquées par les glaces. Quant aux canalisations de transport, elles doivent être enfouies ou protégées de la glace de quelque autre manière pour que les opérations puissent se dérouler à longueur d'année. On a commencé à mettre au point la technologie permettant de produire et de transporter le pétrole de la mer de Beaufort toute l'année durant mais rien n'a encore été mis à l'essai.

Sur le continent, dans le Sud du Delta et la péninsule de Tuktoyaktuk, le coût des travaux de mise en valeur est peut-être moindre que dans la mer de Beaufort mais demeure beaucoup plus élevé que dans les provinces de l'Ouest. Dans ce secteur tout comme dans la mer de Beaufort, les basses températures et les longues périodes d'obscurité limitent le rendement. Il sera difficile d'écouler le gaz de ces régions aux prix actuels ou prévus du marché, tant au Canada qu'à l'étranger et cela risque de freiner dans l'avenir les travaux de mise en valeur dans cette région. Le transport du pétrole produit sur la terre ferme ou à proximité sera possible dans la meuere où l'on disposera d'un réseau qui, pour être rentable, devra peut-être également transporter du pétrole de la mer de Beaufort. Le coût des forages dans la partie terrestre du delta a varié jusqu'ici entre 2 000 et 3 000 $/m (dollars de 1983). C'est environ deux fois plus que dans le couloir du Mackenzie, plus au sud, et de quatre à six fois plus environ que dans l'Ouest canadien. Dans la mer de Beaufort, le coût des forages d'exploration se situe entre 10 000 et 13 000 $/m (dollars de 1983) dans des îles artificielles, et de 10 000 $/m lorsqu'on utilise des navires de forage. Les prix des hydrocarbures produits dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie doivent être suffisants pour couvrir non seulement le coût du transport, mais aussi des frais de mise en valeur beaucoup plus élevés qu'ailleurs. Selon les estimations actuelles, il en coûterait environ de 4 à 6 milliards de dollars (1983) pour mettre en valeur un champ pétrolifère comme celui de Tarsiut qui est situé à une profondeur de 22 m sous l'eau.

Du point de vue de l'environnement, on se préoccupe surtout des effets possibles des déversements accidentels de pétrole. L'étendue des dommages dépend entre autres des facteurs suivants: volume de pétrole déversé, conditions océanographiques et météorologiques, époque de l'année où se produit l'accident, succès des mesures qui sont prises pour limiter les dégâts et état des glaces. Le transport par pétrolier peut être plus dangereux pour l'environnement que le transport par pipeline.

TABLEAU V

RESSOURCES DÉCOUVERTES

(réserves probables)

DÉCOUVERTE	PÉTROLE 10^6 m^3	GAZ 10^9 m^3
Issungnak	15,9	70,8
Niglintgak	3,7	22,7
Parsons	3,6*	62,3
Taglu	7,2*	68,0
Tarsiut	23,8	2,4
Autres découvertes (enregistrées)	63,0	60,2
TOTAUX	117,2	286,4

* Condensats

Autres découvertes

Adgo	Kopanoar
Atkinson	Kugpik
Atkinson Ouest	Kumak
Garry Nord	Mallik
Garry Sud	Mayogiak
Imnak	Nektoralik
Iserk	Nerlerk
Iliyok	Netserk
Ivik Nord-Est	Pelly
Ivik Sud-Ouest	Reindeer
Kamik	Titalik
Kenalooak	Ukalerk
Kiggavik	Ya Ya Nord
Koakoak	Ya Ya Sud

TABLEAU VI

POTENTIEL EN PÉTROLE ET GAZ NATUREL

POTENTIEL EN PÉTROLE (10^6 m^3)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
Sud du Delta-péninsule de Tuktoyaktuk	8	76	171
Île Richards-mer de Beaufort	287	1 271	3 060
TOTAUX	307*	1 347	2 962*
POTENTIEL EN GAZ NATUREL (10^9 m^3)	**Probabilité forte**	**Probabilité moyenne**	**Probabilité faible**
Sud du Delta-péninsule de Tuktoyaktuk	93	144	402
Île Richards-mer de Beaufort	747	1 721	4 070
TOTAUX	871*	1 865	4 103*

Note: Évaluations en cours de révision au moment de mettre sous presse.

* Ces totaux ne sont pas des sommes arithmétiques. Ils ont été calculés au moyen de méthodes statistiques.

SUD DU DELTA — PÉNINSULE DE TUKTOYAKTUK

Étendue Cette région, d'une superficie de 30 000 km^2, comprend une extension sous-marine de la zone de failles de Tuktoyaktuk jusqu'au 71° parallèle.

Géologie Des roches clastiques, volcaniques et carbonatées du Protérozoïque, du Dévonien et du Permien ont été reconnues dans une zone d'affleurements sous-jacente au terrain mésozoïque-cénozoïque qui recouvre la région du Sud du delta et de la péninsule de Tuktoyaktuk. On suppose aussi l'existence, sous cette région, d'une succession cambrienne à silurienne. Les roches protérozoïques aux endroits où elles sont traversées par des intrusifs, sont constituées de matériaux clastiques et volcaniques. La période du Cambrien au Dévonien est représentée par des carbonates et la succession datant du Permien est composée de matériaux clastiques. On distingue dans cette région neuf successions sédimentaires qui s'étendent sur toute la largeur du bassin datant de l'époque allant du Jurassique supérieur au Crétacé inférieur. Chacune est généralement constituée d'une lentille épaisse de grès et de schistes clastiques de faciès surtout marin, construite en direction de la mer. Les variations d'épaisseur étaient sous l'influence d'un système d'arcs et de dépressions qui était probablement actif au moment de la déposition. Les anciennes lignes de rivage ont, comme les rivages actuels, une orientation nord-est-sud-ouest, bien qu'elles se trouvent plus au Sud-Est, où elles empiètent sur le craton. La transgression a atteint son maximum d'extension au cours de l'Albien. Les roches du Jurassique et du Crétacé inférieur gisent en discordance sous des schistes du Crétacé supérieur, qui sont eux-mêmes surmontés d'une mince succession de sables tertiaires.

Chronologie des forages Le premier puits d'exploration a été foré en 1962 et le premier gisement de pétrole a été découvert à Atkinson Point en 1970. Depuis ce temps, 74 puits ont été forés dans la région du Sud du delta et de la péninsule de Tuktoyaktuk.

Roches-mères potentielles La formation de Boundary Creek, du Crétacé supérieur, a été reconnue comme la source du pétrole de plusieurs gisements découverts. On croit que les condensats et le gaz naturel du gisement Parsons proviennent des schistes de la formation de Husky; celle-ci abonde en matières organiques terrigènes, mais son potentiel est encore méconnu. On trouve également des schistes riches en matières organiques dans la formation arctique de Red River, d'âge albien.

Roches réservoirs potentielles À travers les séquences, les schistes et les grès s'imbriquent les uns dans les autres, créant ainsi des conditions très propices à la formation et à l'obturation des réservoirs.

Accumulations d'hydrocarbures connues Du pétrole a été découvert à Kugpik, Kamik, Atkinson, Atkinson Ouest, Imnak, et Mayogiak (les pièges de Mayogiak et de Atkinson Ouest étaient constitués par des carbonates du Dévonien). Une importante accumulation de gaz naturel et de condensats a été découverte à Parsons Lake, où les réserves extractibles ont été évaluées à 62,3 milliards de mètres cubes de gaz naturel et à 3,6 millions de mètres cubes de condensats.

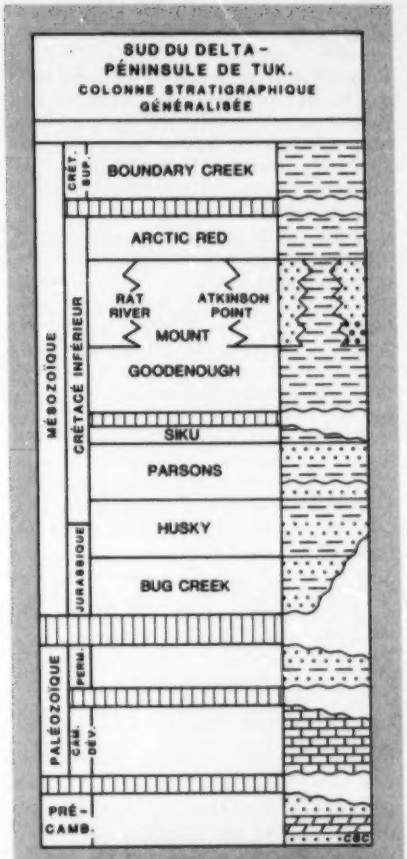


Figure 3.24 Colonne stratigraphique généralisée, Sud du delta-péninsule de Tuktoyaktuk

Figure 3.23 Coupe structurale schématique, champ de gaz de Parsons Lake (d'après Côté et coll., 1973)

ÎLE RICHARDS — MER DE BEAUFORT

Étendue Cette zone d'une superficie d'environ 55 000 km² s'étend vers la mer jusqu'à l'isobathe de 200 m.

Géologie Ce bassin renferme plusieurs centres de sédimentation du Mésozoïque supérieur et du Cénozoïque, où des sédiments clastiques se sont déposés dans une mosaïque de prismes deltaïques mobiles et dans les dépôts de courant de turbidité qui leur sont associés. La subsidence rapide du bassin et le dépôt de sédiments sous-compactés ont entraîné la formation de failles listriques contemporaines à la déposition et de boues diapires sur une grande échelle. On distingue neuf grandes séquences sédimentaires dont la déposition est due à l'action des variations eustatiques du niveau de la mer; dans chacune, la répartition des faciès est complexe et rend compte des positions successives du plateau continental et des principaux chenaux de sédimentation. On remarque, en général, que chaque séquence s'avance successivement vers le bassin, les plus jeunes recouvrant celles qui les précèdent.

Chronologie des forages Le premier puits d'exploration de la région a été foré dans l'île Richards en 1966 (Reindeer D-27). Puis, les travaux de forage se sont déplacés vers la mer. On a en effet commencé à construire des îles artificielles en 1973 et des navires à étrave renforcée en 1976. Jusqu'à ce jour, 82 puits ont été forés dans la région de l'île Richards et de la mer de Beaufort.

Roches-mères potentielles Les roches-mères n'ont pas encore été identifiées. Les études laissent croire à l'existence d'une importante migration verticale et, d'après la nature particulière des bruts extraits, le pétrole proviendrait de matières organiques d'origine terrestre, riches en résines, dont le degré de maturité thermique est inférieur à la normale.

Roches réservoirs potentielles D'un bout à l'autre du bassin, on rencontre des grès susceptibles de constituer des réservoirs.

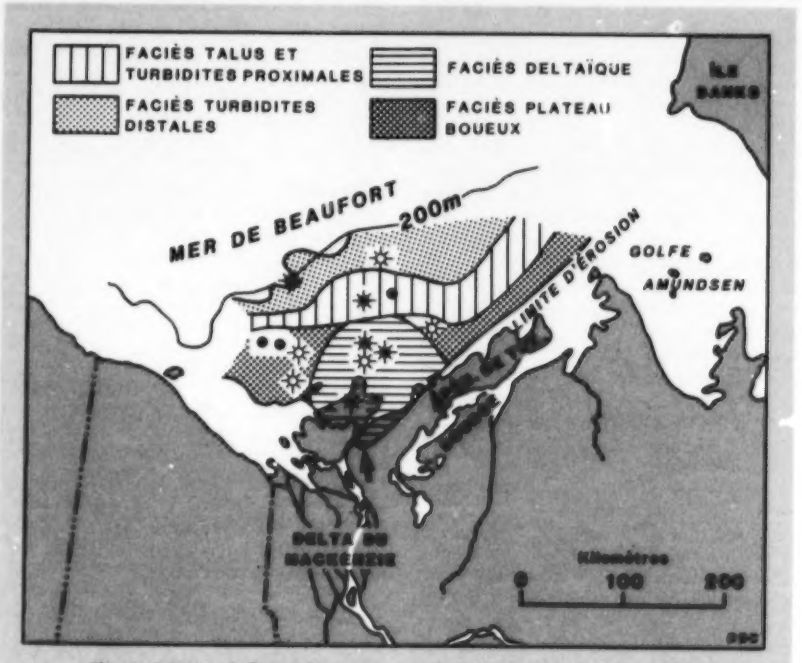


Figure 3.25 Paléoenvironnements de la formation de Kugmallit

Accumulations d'hydrocarbures connues Jusqu'à ce jour, 26 gisements ont été découverts dans des réservoirs du Tertiaire, dont 5 de pétrole, 13 de gaz naturel et 8 gisements

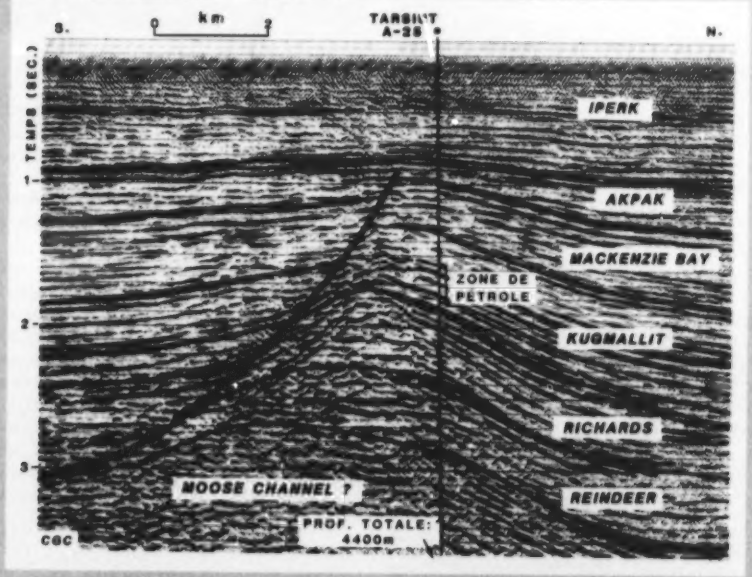


Figure 3.26 Coupe sismique à travers le champ Tarsiut

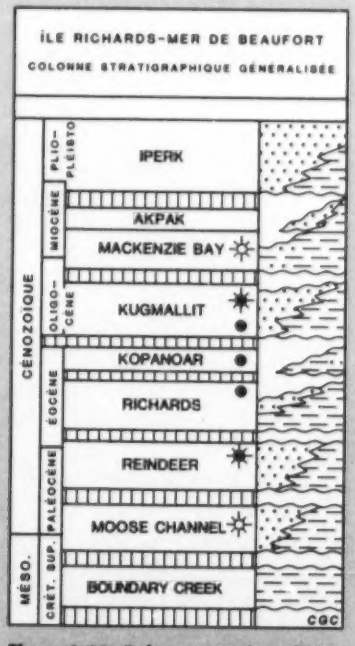


Figure 3.27 Colonne stratigraphique généralisée, île Richards-mer de Beaufort

mixtes. D'importantes accumulations de gaz ont été localisées dans les champs Taglu et Issungnak (avec des réserves extractibles évaluées à 68 milliards et 71 milliards de mètres cubes respectivement). Le gisement Tarsiut est une des plus vastes accumulations de pétrole qui aient été découvertes à ce jour et il recèle des réserves évaluées à 23,8 millions de mètres cubes de pétrole.

ÎLES DE L'ARCTIQUE

Introduction

Quatre grandes régions tectono-stratigraphiques forment le cadre géologique de la région des îles de l'Arctique. Tous les systèmes géologiques depuis le Précambrien sont représentés dans les sédiments des divers bassins de la région. À l'exception des sédiments les plus récents, situés à faible profondeur, et des couches sédimentaires les plus anciennes, qui n'ont pas encore été suffisamment explorées, toutes les successions sédimentaires montrent des signes de la présence d'hydrocarbures. Les quatre régions tectono-stratigraphiques (figure 3.29) considérées comme des bassins pétrolifères possibles sont la plate-forme stable de l'Arctique, la zone de plissements de l'Arctique, le bassin de Sverdrup et la plaine côtière de l'Arctique. Il existe des évaluations des ressources potentielles pour les trois premières. On sait que la plaine côtière de l'Arctique renferme d'épaisses accumulations (12 000 m) de sédiments à faciès propice à la rétention d'hydrocarbures, mais les problèmes logistiques de même que la présence, dans une bonne partie du bassin, de la banquise (pack) de l'océan Arctique ont empêché jusqu'à maintenant toute exploitation économique des gisements. Il existe donc très peu de données géologiques sur lesquelles on peut fonder une évaluation.

Réserves

Jusqu'à ce jour, les travaux d'exploration ont permis de découvrir 18 gisements, dont 10 de gaz naturel, 3 de pétrole et 5 gisements mixtes. Plusieurs d'entre eux sont suffisamment importants pour devenir rentables, mais certains sont trop petits pour justifier la mise en place d'un système de transport dans les conditions économiques que nous prévoyons actuellement. Comme aucun des gisements découverts n'a encore été entièrement délimité et que l'on entretient encore certains doutes au sujet de la rentabilité de leur exploitation, l'utilisation de l'expression "réserves prouvées" dans ce cas pourrait prêter à confusion. C'est pourquoi les valeurs indiquées dans le tableau VII sont exprimées en termes de "réserves probables". Il s'agit des volumes d'hydrocarbures dont l'existence est jugée probable d'après les données disponibles et d'après le jugement porté sur le milieu géologique. Ces évaluations sont donc nécessairement prudentes et seront modifiées à la lumière des résultats des forages de délimitation et de l'analyse du rendement des gisements. Les ressources découvertes indiquées dans le tableau VII ne comprennent pas les liquides du gaz naturel (LGN), bien qu'il semble que des LGN pourraient être extraits en quantités importantes de certains gisements de gaz naturel.

Potentiel

Comme l'indique le tableau VIII, on évalue le potentiel non découvert dans les îles de l'Arctique à 686 millions de mètres cubes de pétrole et à 2 257 milliards de mètres cubes de gaz (probabilité moyenne). Dans le cas du pétrole, les ressources potentielles abondent particulièrement dans le bassin de Sverdrup, dans des formations du Mésozoïque et du Paléozoïque supérieur. Les récentes découvertes nous ont permis de mieux comprendre les mécanismes de l'accumulation du pétrole; les résultats nous apparaissent encourageants. Pour ce qui est du gaz naturel, c'est également dans le bassin de Sverdrup que semble exister le potentiel le plus élevé. Jusqu'à maintenant, la plupart des puits d'exploration ont servi à sonder un petit nombre de situations très prometteuses dans le Mésozoïque du bassin. Les couches plus profondes de la succession mésozoïque et un certain nombre de situations du Paléozoïque supérieur qui n'ont pratiquement pas été explorées auraient, selon les évaluations, un potentiel au moins aussi élevé que celui des formations qui ont été l'objet de forages d'exploration.

La région des îles de l'Arctique abonde en situations à explorer, dont la plupart seraient déjà soumises à une exploration intensive si elles étaient situées dans le Sud du Canada. Les problèmes logistiques qu'elle pose et les coûts qui en résultent ont freiné le rythme des travaux d'exploration. Il faudra forer plusieurs centaines de puits d'exploration additionnels pour être en mesure d'évaluer avec précision le potentiel véritable de la région.

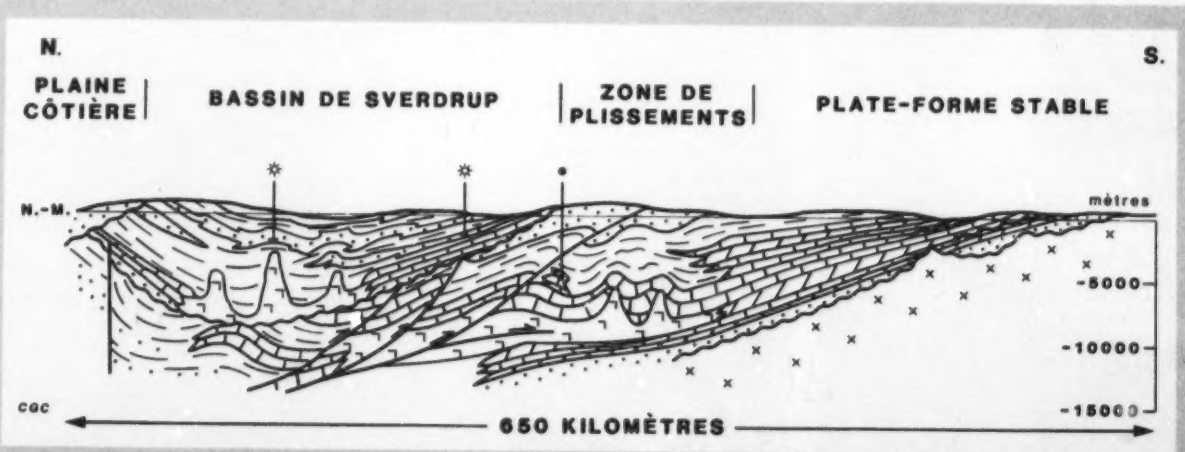


Figure 3.28 Relations stratigraphiques dans les îles de l'Arctique

Économie et environnement

Jusqu'à ce jour, on a découvert beaucoup plus de gaz naturel que de pétrole dans le bassin de Sverdrup, ce qui tend à confirmer que cette région recèle surtout du gaz naturel. Bien entendu, le choix des systèmes de mise en valeur et d'exploitation dans l'Arctique est, pour l'instant, provisoire. C'est pourquoi on ne sait pas au juste à combien se chiffrera le coût de ces activités ou le coût du transport par pétrolier ou par pipeline. Le coût de production des hydrocarbures, dont la majeure partie se trouve vraisemblablement au large des côtes, sera fonction des profondeurs d'eau, de la rigueur du climat ainsi que des caractéristiques des réservoirs. Les forages effectués sur la banquise côtière coûtent moins cher que ceux effectués dans la mer de Beaufort étant donné qu'on peut utiliser des plates-formes de glace renforcées. En outre, la banquise côtière est relativement stable. En dollars de 1983, le coût au mètre des forages d'exploration se situe entre 4 000 et 5 000 $ pour ceux qui sont effectués au large des côtes, et entre 3 000 et 4 000 $ pour ceux qui sont effectués sur le continent. Ces chiffres indiquent bien l'ampleur de l'investissement que nécessite la mise en valeur de l'Arctique. En fait, pour un gisement identique, le coût des forages au large des îles de l'Arctique pourrait être de 10 à 15 fois plus élevé que dans l'Ouest canadien. Cependant, il faut signaler que les réserves découvertes par mètre foré ont été jusqu'à maintenant plus importantes dans les gisements arctiques que dans ceux de l'Ouest canadien.

Comme dans la mer de Beaufort, la production des hydrocarbures de l'Arctique nécessite des méthodes faisant appel à la technologie la plus avancée. Dans les deux régions, il sera peut-être nécessaire de mettre sur pied des projets pilotes pour faire la preuve que la production et l'acheminement des hydrocarbures peuvent s'effectuer à longueur d'année ou de façon saisonnière, avec suffisamment de fiabilité.

En ce qui concerne l'environnement, on se préoccupe des effets que des déversements accidentels de pétrole pourraient avoir sur la faune aquatique. On considère généralement que le transport par pétrolier comporte plus de risques que le transport par pipeline. Il semble que les répercussions sur l'environnement soient plus difficiles à évaluer dans les îles de l'Arctique que dans les autres régions pionnières, car les connaissances que nous avons du milieu physique, de la bathymétrie, des conditions des sols et du pergélisol, entre autres, sont encore insuffisantes.

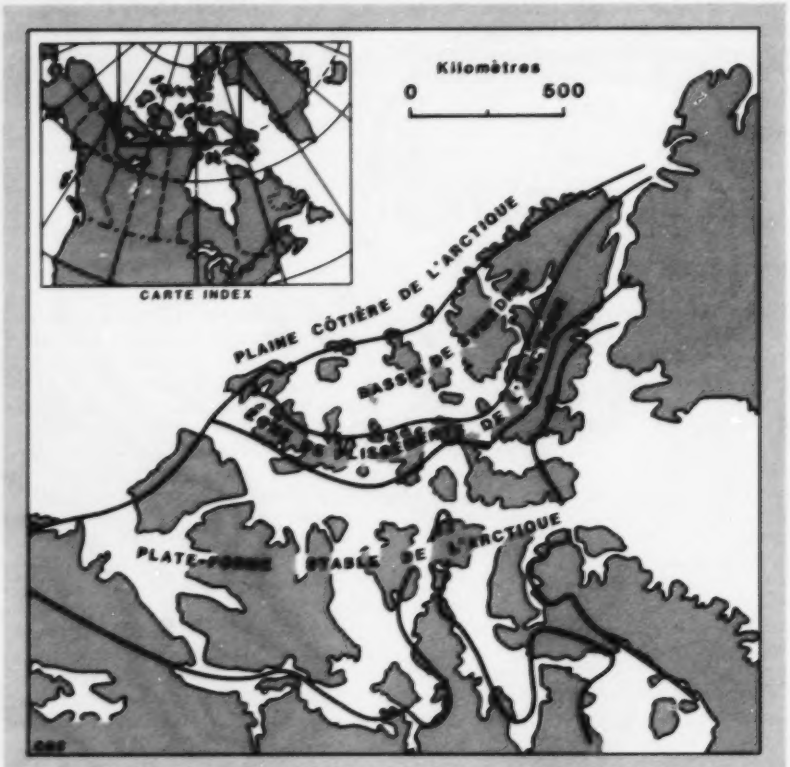


Figure 3.29 Régions des îles de l'Arctique en cours d'évaluation

TABLEAU VII
RESSOURCES DÉCOUVERTES
(réserves probables)

DÉCOUVERTE	PÉTROLE 10^6 m³	GAZ 10^9 m³
Cisco	48,7	4,4
Drake	—	98,5
Hecla	—	85,5
Jackson Bay	—	22,7
King Christian	—	17,3
Kristoffer	—	27,1
MacLean	3,0	13,6
Thor	—	11,9
Whitefish	—	57,2
Autres découvertes (nous seulement)	24,4	22,8
TOTAUX	76,1	361,0
Autres découvertes		
Balaena		
Bent Horn		
Cape MacMillan		
Char		
Roche Point		
Romulus		
Sculpin		
Skate		
Wallis		

TABLEAU VIII
POTENTIEL EN PÉTROLE ET EN GAZ NATUREL (EXTRACTIBLE)

POTENTIEL EN PÉTROLE (10^6 m³)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
Plate-forme stable de l'Arctique	55	175	348
Zone de plissements de l'Arctique	36	86	156
Bassin de Sverdrup	210	426	1 035
TOTAUX	316*	686	1 305*
POTENTIEL EN GAZ NATUREL (10^9 m³)	**Probabilité forte**	**Probabilité moyenne**	**Probabilité faible**
Plate-forme stable de l'Arctique	85	239	467
Zone de plissements de l'Arctique	90	218	355
Bassin de Sverdrup	880	1 800	3 483
TOTAUX	1 100*	2 257	3 662*

* Ces totaux ne sont pas des sommes arithmétiques. Ils ont été calculés au moyen de méthodes statistiques.

PLATE-FORME STABLE DE L'ARCTIQUE

Étendue Superficie totale de 780 000 km^2, dont environ 370 000 sur le continent et 410 000 au large des côtes.

Géologie Une nappe sédimentaire atteignant une épaisseur de 3 000 m révèle une longue période de dépôt tranquille dans des mers épicontinentales plates; elle repose sur des roches cristallines anciennes (figure 3.31). Ces dépôts n'ont pratiquement pas subi de déformations. Les premiers sédiments clastiques ont transgressé sur le socle, cristallin en grande partie, et ont été suivis par des sédiments, à prédominance de carbonates, des mers épicontinentales plates. Les ruptures observées dans le cycle de sédimentation sont attribuables à des variations eustatiques du niveau de la mer, qui ont également influé sur la répartition des faciès des sédiments carbonatés. L'âge des roches s'échelonne du Cambrien au Dévonien.

Chronologie des forages Sur la plate-forme stable, le premier puits a été foré à l'été de 1971; c'est le Garnier O-21 de la Panarctic et al. On en a foré 19 autres depuis.

Roches-mères potentielles Aucun suintement n'a encore été observé dans cette région, bien que beaucoup de géologues aient signalé la présence de résidus semblables à du bitume ou d'odeurs nauséabondes dans des roches fraîchement fracturées. Les quelques travaux de géochimie organique qui ont été faits indiquent selon la localisation que les schistes argileux et carbonates associés de la formation silurienne de Cape Phillips pourraient produire avec un bon rendement du gaz humide; ces sédiments sont les équivalents des carbonates, déposés en eaux profondes, dans la zone comprise entre les baies Allen et Read.

Roches réservoirs potentielles Les grès des couches basales sont mal consolidés et leurs affleurements présentent généralement une bonne porosité. Celle-ci, à caractère vacuolaire dans plusieurs carbonates peut être davantage accentuée par le lessivage associé aux surfaces de discordance. Des récifs, les bancs de carbonates et les coulées de débris associées sont des structures fort propices au développement de la porosité (figure 3.30).

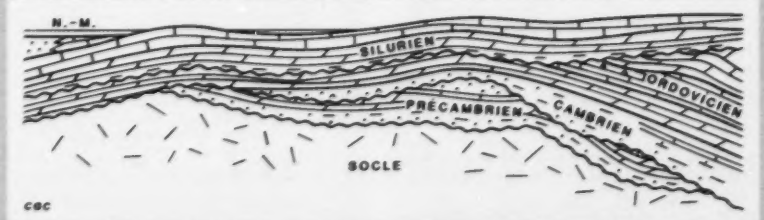


Figure 3.30 Configuration des pièges stratigraphiques dans la plate-forme

Accumulations d'hydrocarbures connues Il n'existe actuellement sur la plate-forme stable aucune réserve connue de gaz naturel ou de pétrole.

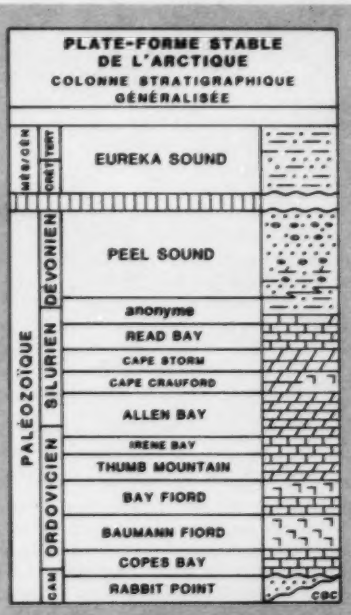


Figure 3.31 Colonne stratigraphique généralisée, plate-forme stable de l'Arctique

ZONE DE PLISSEMENTS DE L'ARCTIQUE

Étendue Superficie de 240 000 km², dont environ 150 000 sur le continent et 85 000 au large des côtes.

Géologie Cette région repose sur un prisme de carbonates et de schistes du Paléozoïque. Le prisme délimité par une charnière s'épaissit dans un bassin plus profond. Des roches très étendues de la plate-forme stable l'accompagnent (figure 3.33). Comparable en certains points au bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, cette région présente des changements de faciès rapides, schistes et carbonates s'imbriquant les uns dans les autres à proximité de ce que l'on peut appeler la "charnière" du bassin. Des accumulations récifales se sont formées entre les carbonates du plateau et les boues de la partie profonde du bassin. Les sédiments les plus récents se présentent sous forme de prismes clastiques anastomosés qui dérivent des premières phases de l'orogénèse de l'Ellesmérien (Dévonien supérieur-Carbonifère inférieur). La région présente une structure complexe; des failles de poussée et des plis de décollement se sont formés au cours de la compression et ont été modifiés par un mouvement vertical d'évaporites causé par la charge sédimentaire et des contraintes tectoniques (figure 3.32).

Chronologie des forages Le premier puits des îles de l'Arctique a été foré en 1962 à l'intérieur de la zone de plissements, au havre Winter, dans l'île Melville. Depuis, seulement 32 puits ont été forés dans les situations à explorer de la région.

Roches-mères potentielles Aucun suintement n'a été signalé. Cependant, les carbonates du Paléozoïque inférieur abondent en vacuoles remplies de bitume. Par ailleurs, l'Ordovicien, le Silurien et le Dévonien renferment beaucoup de schistes riches en matières organiques qui pourraient constituer des roches-mères de qualité moyenne à excellente.

Roches réservoirs potentielles Il existe des roches réservoirs dans l'Ordovicien de la plate-forme, dans les carbonates récifaux adjacents au bassin de schistes et dans les roches clastiques du Dévonien supérieur. Les couches de schistes qui surmontent les réservoirs devraient normalement servir de roches-mères.

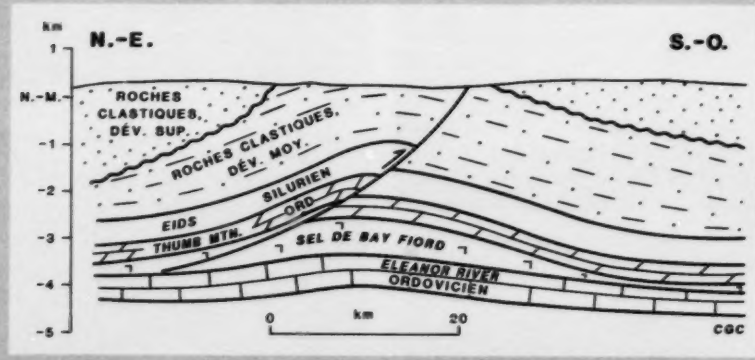


Figure 3.32 Pièges structuraux au-dessus et en dessous des évaporites

Accumulations d'hydrocarbures connues l'intérieur du champ Bent Horn, dans l'île Cameron, du pétrole a été découvert dans des carbonates récifaux du Dévonien. Le puits du havre Winter, dans l'île Melville, a permis d'extraire 1 700 m³ de gaz naturel par jour des formations clastiques du Dévonien supérieur.

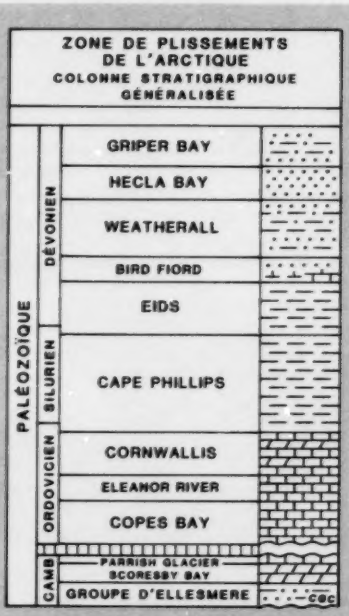


Figure 3.33 Colonne stratigraphique généralisée, zone de plissements de l'Arctique

BASSIN DE SVERDRUP

Étendue Superficie de 313 000 km^2, dont environ 145 000 continentaux et 168 000 au large des côtes.

Géologie La majeure partie du bassin a été comblée par environ 13 000 m de sédiments pénétrés par des filons-couches et des dykes basiques. L'âge des roches varie du Carbonifère (Viséen) au Tertiaire. Le début de la sédimentation a été marqué par le dépôt de roches carbonatées à la périphérie du bassin et par le dépôt d'une épaisse séquence d'évaporites au centre (figure 3.28). Par la suite, des sédiments clastiques en provenance de l'intérieur du continent se sont déposés dans de vastes complexes deltaïques. L'action combinée des apports sédimentaires et des mouvements eustatiques s'est traduite par une répartition complexe des divers faciès clastiques. Le bassin s'est développé sur des roches déformées du géosynclinal franklinien et a lui-même subi des déformations au cours de l'orogénèse de l'Eureka, au Tertiaire inférieur.

Chronologie des forages (jusqu'en 1983) Cent quatorze puits (dont 88 d'exploration) ont été forés; 28 d'entre eux sont des puits sous-marins.

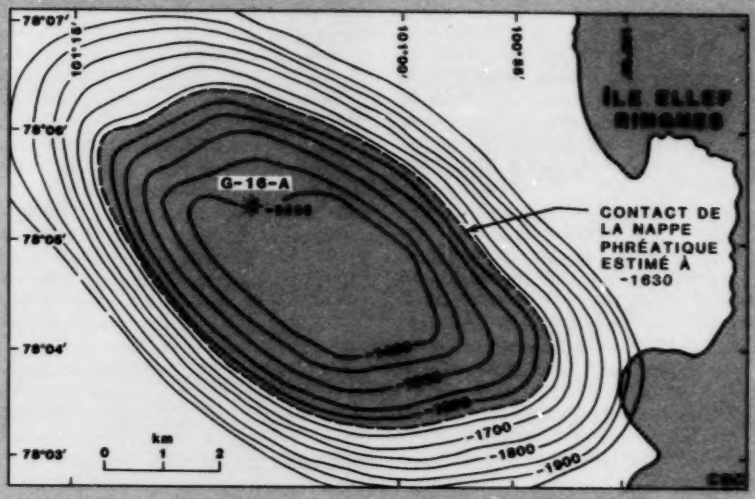


Figure 3.34 Carte structurale du groupe de Heiberg-gisement de Jackson Bay. Courbes de niveau en mètres

Roches-mères potentielles La source des hydrocarbures découverts jusqu'à présent a été localisée dans les schistes argileux riches en matières organiques que renferme la formation de Hoyle Bay, dans le Trias supérieur. D'après les études, la zone de cette roche-mère présentant une maturité thermique épouse la forme du bassin. De plus, des zones à maturité avancée se superposent par endroits à la distribution régionale.

Figure 3.35 Coupe sismique à travers le gisement de Jackson Bay

Roches réservoirs potentielles Des grès propices à l'accumulation d'hydrocarbures se sont formés à l'intérieur des formations mésozoïques d'Isachsen, d'Awingak, de Heiberg, de Schei Point et de Bjorne, ainsi que dans des séquences du Carbonifère et du Permien. On suppose, d'après des affleurements, que des réservoirs carbonatés pourraient exister dans les successions du Paléozoïque supérieur.

Accumulations d'hydrocarbures connues Dix-sept gisements ou accumulations d'importance ont été découverts jusqu'à maintenant; les réserves probables sont évaluées à 76 millions de mètres cubes de pétrole et à 361 milliards de mètres cubes de gaz naturel pouvant être mis en marché.

Importance des gisements Trois des gisements de gaz naturel se situent dans la fourchette de 50 à 100 milliards de mètres cubes; le plus grand gisement de pétrole est actuellement évalué à environ 50 millions de mètres cubes. Aucune de ces accumulations ne peut être considérée comme entièrement délimitée.

BASSINS DE LA CÔTE EST DU CANADA

Introduction

Les bassins sédimentaires de la marge continentale de l'Est canadien s'étendent du banc Georges aux Grands Bancs vers le nord-est, puis bifurquent, sur une distance d'environ 5 500 km, vers le Nord-Nord-Ouest jusqu'à la baie Baffin. Sur ce parcours, on compte cinq grands centres de sédimentation: le bassin Scotian, qui s'étend de l'Est du banc Georges jusque dans la partie ouest des Grands Bancs, le bassin de l'Est de Terre-Neuve, qui renferme le gigantesque gisement de pétrole et de gaz naturel Hibernia, les bassins de Hopedale et de Saglek sur la marge continentale du Labrador et le bassin de la baie Baffin (figure 3.36). Ces bassins sont flanqués et séparés par un groupe d'éléments positifs parmi lesquels se trouvent l'arc de Yarmouth, le soulèvement d'Avalon, l'arc de Cartwright et le seuil du détroit de Davis.

Qu'il s'agisse des bassins anciens, au sud, ou de plus en plus jeunes au nord, le processus de formation est resté le même. Ils ont été formés par une tectonique de marge passive et par une subsidence, suivies de la mise en place de prismes de sédiments clastiques. Toutes les régions marines ayant des épaisseurs de plus d'un kilomètre sont considérées comme des zones pétrolifères et gazifères potentielles. Même si l'on trouve des roches du Paléozoïque sur la marge, c'est dans les épaisses séquences mésozoïques et cénozoïques que les possibilités d'accumulation d'hydrocarbures sont les plus considérables. En particulier, les gisements les plus importants découverts jusqu'à ce jour se trouvent dans les séquences clastiques du Jurassique supérieur et du Crétacé inférieur, les schistes adjacents tenant lieu de roches-mères.

Réserves

Les travaux d'exploration ont permis jusqu'à ce jour de localiser plusieurs gisements importants de pétrole et de gaz naturel, en plus de nombreuses accumulations qui sont actuellement en deçà du seuil de rentabilité économique. Étant donné qu'aucun des gisements n'a encore été entièrement délimité et que leur avenir économique est encore incertain, les volumes de gaz naturel et de pétrole indiqués dans le tableau IX sont considérés comme des réserves probables et non comme des réserves prouvées comme c'est le cas habituellement. Ces chiffres sont nécessairement prudents mais, si l'on fait abstraction des contraintes d'ordre économique, on considère qu'ils s'appliquent à des ressources techniquement extractibles.

Le tableau des ressources découvertes exclut plusieurs découvertes récentes dont il n'existe pas encore d'évaluation. Il indique les volumes de pétrole et de gaz naturel dont l'existence a été suffisamment démontrée; à

Figure 3.36 Carte-index des bassins de la côte est, indiquant l'épaisseur des sédiments du Mésozoïque et du Cénozoïque, en kilomètres (d'après Purcell et coll., 1980)

mesure que progresseront les forages de délimitation, certains de ces gisements pourraient bien s'avérer deux ou trois fois plus riches qu'ils n'apparaissent actuellement.

Potentiel

Les zones de la côte est ayant fait l'objet d'une évaluation sont le banc Georges, le plateau Scotian, le Sud des Grands Bancs, le plateau de l'Est de Terre-Neuve, les plateaux du Labrador et du Sud de l'île Baffin, le bassin de l'Est de Terre-Neuve, la baie Baffin et le détroit de Lancaster. Comme l'indique le tableau X, le potentiel total des bassins de la côte orientale est évalué, au niveau de probabilité moyenne, à plus de 2 400 milliards de mètres cubes de gaz et à presque 1,9 milliard de mètres cubes de pétrole. Le potentiel pétrolier atteint son maximum sur le plateau et dans le bassin de l'Est de Terre-Neuve, et diminue considérablement vers le nord et vers le sud. En ce qui concerne le gaz naturel, on retrouve les ressources les plus abondantes sur les plateaux du Labrador et Scotian. Jusqu'à maintenant, les travaux d'exploration ont été concentrés dans trois bassins, dans les situations à explorer qui apparaissent actuellement comme les plus prometteuses. Il reste encore beaucoup de formations à sonder, et des bassins entiers, comme ceux de la baie Baffin et de l'Est de Terre-Neuve sont pratiquement inexplorés. Les possibilités de découverte de gisements d'importance, voire de gisements géants, sont nombreuses. Les évaluations données dans le tableau X comprennent les couches supérieures ou les zones actuellement accessibles du talus continental.

TABLEAU IX
RESSOURCES DÉCOUVERTES
(réserves probables)

DÉCOUVERTE	PÉTROLE (10^6 m^3)	GAZ (10^9 m^3)
PLATEAU SCOTIAN		
Thebaud	2,2*	12,2
Venture	6,4*	56,6
Autres découvertes (enregistrées)	5,6	42,9
EST DE TERRE-NEUVE		
Hibernia	159,0	56,6
4 autres découvertes (enregistrées)	47,8	—
PLATEAU DU LABRADOR		
Bjarni, Bjarni Nord	2,5*	43,2
Gudrid	0,5*	13,7
Hekja	—	11,8
2 autres découvertes (enregistrées)	1,1	8,6
TOTAUX côte est	225,1	245,6
Autres découvertes		
PLATEAU SCOTIAN		
Arcadia		
Banquereau		
Citnalta		
Cohasset		
Intrepid		
Olympia		
Onondaga		
Primrose		
Île de Sable		
Venture Sud		
EST DE TERRE-NEUVE		
Ben Nevis		
Hebron		
Nautilus		
South Tempest		
PLATEAU DU LABRADOR		
Hopedale		
Snorri		

*condensats

Économie et environnement

Plateau Scotian Les études démontrent que la mise en valeur des accumulations riches en gaz naturel qui ont été découvertes dans la région de l'île de Sable sera particulièrement coûteuse en raison de la profondeur de la masse d'eau qui recouvre les gisements (20 à 30 m) et de la composition du gaz naturel. Le gaz naturel devra subir un traitement initial en mer avant d'être acheminé par pipeline sous-marin jusqu'à une usine de traitement située sur la terre ferme. Ou encore, le gaz naturel liquéfié et des liquides du gaz pourraient être transportés par un méthanier faisant la navette entre les installations marines et terrestres.

Le coût des forages d'exploration dans cette région est de l'ordre de 2 000 à 5 000 $/m (en dollars de 1983). Le coût de la mise en valeur du gisement de gaz Venture, dont la production serait transportée par pipeline sous-marin, se situe entre 2,5 et 3 milliards de dollars pour une extraction totale de 60 à 90 milliards de mètres cubes. Un des principaux obstacles à la mise en valeur de cette région est l'incertitude qui règne au sujet de la commercialisation future du gaz naturel tant au Canada qu'à l'étranger.

Hibernia À la suite des découvertes importantes de pétrole et de gaz qui ont été réalisées dans cette région, on a évoqué la possibilité d'une mise en production commerciale d'ici la fin de cette décennie. Jusqu'à maintenant, on a étudié des systèmes de mise en valeur, de production et de transport possibles. Cependant, les plans ne sont que provisoires et on s'attend à des

TABLEAU X
POTENTIEL EN PÉTROLE ET EN GAZ NATUREL (EXTRACTIBLE)

POTENTIEL EN PÉTROLE (10^6 m^3)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
Bassin du banc Georges	10	168	350
Plateau Scotian**	8	72	139
Grands Bancs (Sud)	2	50	95
Plateau de l'Est de Terre-Neuve	300	1 128	2 190
Bassin de l'Est de Terre-Neuve	130	270	720
Plateau du Labrador	10	134	275
Baie Baffin - détroit de Lancaster	5	55	138
TOTAUX	512*	1 877	3 392*
POTENTIEL EN GAZ NATUREL (10^9 m^3)	**Probabilité forte**	**Probabilité moyenne**	**Probabilité faible**
Bassin du banc Georges	37	150	307
Plateau Scotian**	111	508	991
Grands Bancs (Sud)	20	90	180
Plateau de l'Est de Terre-Neuve	170	290	530
Bassins de l'Est de Terre-Neuve	110	370	900
Plateau du Labrador	160	745	1 627
Baie Baffin - détroit de Lancaster	18	270	883
TOTAUX	725*	2 423	4 713*

* Ces totaux ne sont pas des sommes arithmétiques. Ils ont été calculés au moyen de méthodes statistiques.

** Évaluations en cours de révision au moment de mettre sous presse

coûts élevés. L'ampleur des coûts dépendra du type d'équipement auquel il faudra recourir pour travailler dans les rudes conditions créées par la mer, la glace et le climat, et des techniques que l'on utilisera pour permettre aux plates-formes de mise en valeur et de production de se déplacer plus facilement. Le coût des forages d'exploration est de l'ordre de 8 000 à 15 000 $/m. Pour ce qui est du transport, le navire-citerne apparaît comme le mode préférable, car l'état des fonds marins semble ne pas se prêter à l'utilisation de pipelines. D'après les estimations, le coût de mise en valeur du gisement Hibernia se situe entre 5 et 7 milliards de dollars pour des réserves extractibles de pétrole allant de 200 à 400 millions de mètres cubes. Du point de vue commercial, la situation géographique favorable d'Hibernia par rapport aux centres de consommation contribuera à limiter les coûts de transport.

L'environnement est surtout menacé par un déversement de pétrole en mer qui résulterait de l'éruption d'un puits sous-marin, de l'endommagement de systèmes de production ou de pipelines sous-marins par des icebergs ou de la collision de deux navires-citernes.

BASSIN DU BANC GEORGES

Étendue Ce bassin comprend une partie du banc Georges qui a une superficie d'environ 27 500 km^2; cette importante forme du relief est située à l'est de la ligne d'équidistance entre le Canada et les États-Unis. La totalité de cette région se trouve au large des côtes.

Géologie La partie ouest du banc Georges recouvre le bassin, et la partie est repose sur l'extrémité sud-ouest du bassin Scotian. Entre les deux s'élève l'arc de Yarmouth (figure 3.38). Le bassin du banc Georges est une dépression structurale qui mesure approximativement 200 km sur 90 km et dont l'axe présente une direction nord-est et un pendage sud-ouest. Il s'est formé au cours du Jurassique inférieur sur un compartiment du socle plissé et faillé qui comporte, en aval-pendage, des restes de sédiments et de roches volcaniques datant probablement du Trias. Il a connu sa période d'affaissement la plus rapide au début et au milieu du Jurassique, alors que des roches à prédominance de carbonates se sont déposées sur une épaisseur de 4 km dans une mer épicontinentale chaude et plate, flanquées du côté rivage par des roches clastiques à grains fins et grossiers. Quatre autres kilomètres de sédiments de faciès paralique ou littoral se sont déposés, avec des carbonates en bordure du plateau, pendant le reste du Jurassique puis pendant le Crétacé et le Tertiaire.

Le bassin Scotian est sous-jacent à la partie la plus à l'est du banc Georges mesurant 50 km et contient jusqu'à 10 km de sédiments, dont près de la moitié est peut-être constituée de sédiments clastiques de cuvette d'effondrement et de dépôts de sel et de sebkhas qui datent du Trias et du Jurassique inférieur. Ces dépôts sont surmontés de prismes épais de sédiments clastiques qui s'échelonnent du Jurassique moyen au Tertiaire. Un prolongement des carbonates du bord du plateau (Jurassique supérieur) borde le flanc nord-ouest du bassin.

Chronologie des forages Aucun puits n'a été foré dans la partie canadienne du banc Georges.

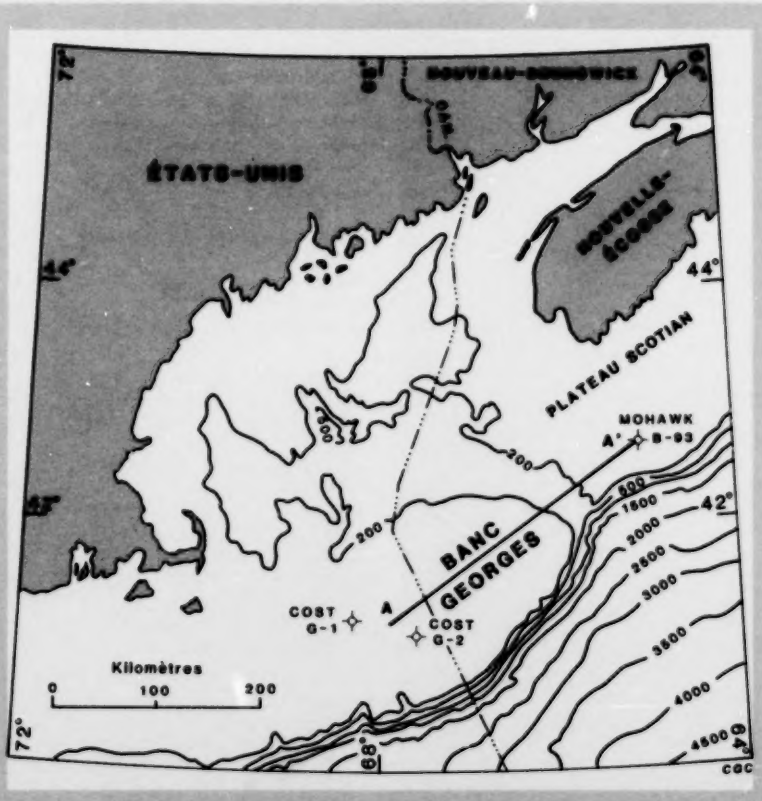


Figure 3.37 Carte-index de la région du banc Georges. Les profondeurs sont données en mètres

Roches-mères potentielles Les données stratigraphiques et géochimiques proviennent d'un puits foré dans l'Ouest du plateau Scotian et de deux puits américains forés dans le bassin du banc Georges.

Les roches les plus riches en matières organiques se situent dans le Crétacé et le Jurassique supérieur. D'autres roches, plus anciennes, plus profondes et parvenues à la maturité thermique, contiennent des matières organiques en majeure partie continentales qui sont vraisemblablement propices à la formation de gaz naturel. D'après les études thermiques effectuées dans la partie la plus rapprochée du plateau Scotian, les roches sont probablement immatures jusqu'à des profondeurs de l'ordre de 2 100 m dans le

Jurassique moyen. En raison de la rapidité du dépôt et de l'imbrication des successions marines et paraliques, on croit que les volumes de pétrole et de gaz contenus dans la roche-mère sont équivalents.

Roches réservoirs potentielles Les épaisses couches de grès crétacés et jurassiques devraient constituer de bons réservoirs. Les carbonates seront probablement étanches, à moins d'avoir été soumis à des processus de lessivage et de dolomitisation. Des zones récifales peuvent également se rencontrer, mais il y en a peu.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Il n'existe pas de réserves de pétrole ou de gaz naturel dans la partie canadienne du banc Georges. Les situations à explorer à l'intérieur du bassin du banc Georges et de l'arc de Yarmouth se limitent à des structures du socle. Dans le bassin Scotian, des mouvements de sels ont donné naissance à des diapirs salifères, à des bombements de sels, à des failles contemporaines de la sédimentation et à des pièges stratigraphiques sur le flanc du bassin, qui représentent des situations à explorer.

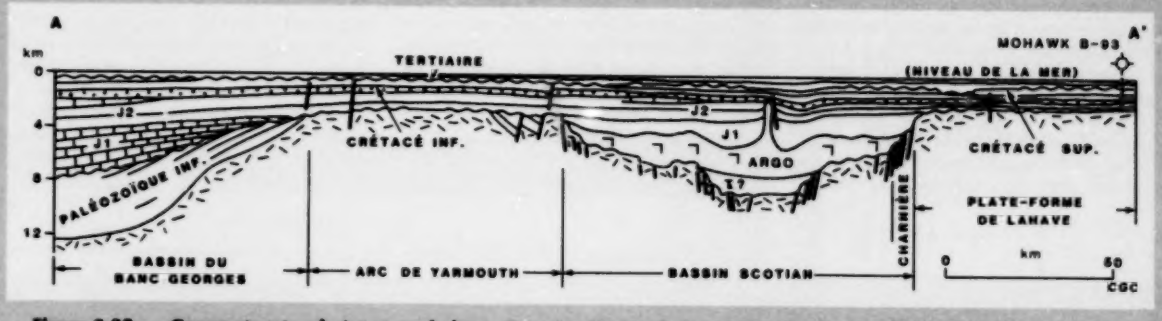


Figure 3.38 Coupe structurale à travers le banc Georges (A-A'), du bassin Scotian jusqu'au bassin du banc Georges

PLATEAU SCOTIAN

Étendue Cette région, située entièrement au large des côtes d'une superficie de 130 000 km^2, s'étend du centre du chenal nord-est jusqu'au centre du chenal Laurentien et de la ligne de chutes jusqu'à l'isobathe de 1 500 m.

Géologie Le principal centre de sédimentation du bassin Scotian est situé sous la partie est du plateau Scotian. Il s'agit d'un prisme de sédiments mésozoïques et cénozoïques qui s'épaissit vers la mer et qui atteint son épaisseur maximale, soit 12 km, aux environs de l'île de Sable (figure 3.36). Les sédiments les plus anciens sont des couches rouges, des évaporites et des sebkhas fracturés qui se sont accumulés pendant le Trias et le Jurassique inférieur, au début de la séparation des plaques nord-américaine et africaine. Sur ces sédiments, reposent d'épaisses séquences deltaïques régressives et des carbonates de plateau qui s'échelonnent du Jurassique moyen au Crétacé inférieur. Le Crétacé supérieur et le Paléogène sont représentés par des unités transgressives marines auxquelles succèdent des roches clastiques régressives du Néogène (figure 3.42). La plate-forme de LaHave, qui forme le flanc Nord-Ouest du bassin, a été un élément relativement stable où se sont accumulés jusqu'à 4 km de sédiments clastiques caractéristiques d'un milieu de basse énergie et de vastes couches de carbonates de plateau.

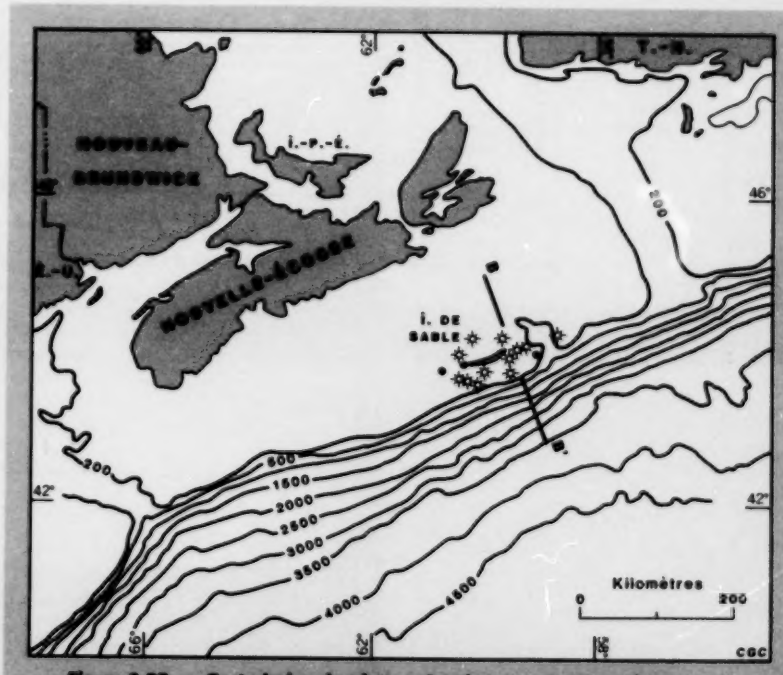


Figure 3.39 Carte-index du plateau Scotian, montrant quelques-unes des découvertes de pétrole et de gaz naturel dans les environs de l'île de Sable. Les profondeurs sont données en mètres

Chronologie des forages Le premier puits d'exploration profond a été foré dans l'île de Sable en 1967. Il a croisé des traces de pétrole et de gaz naturel à une profondeur totale de 4 604,3 m. En juin 1983, 79 puits avaient été forés sur le plateau, pour faire l'essai de 53 structures.

Roches-mères potentielles L'analyse géochimique approfondie de matériaux provenant des puits d'exploration, révèle que les sédiments du tout début du Crétacé et des périodes antérieures contemporaines du centre de sédimentation du bassin Scotian sont parvenus à la maturité thermique. Dans cette zone, comme au champ Venture et dans l'Ouest de l'île de Sable, le schiste de la formation de Verrill Canyon, qui contient des matières organiques du type III, est largement propice à l'accumulation d'hydrocarbures dans des réservoirs du Jurassique supérieur et du Crétacé inférieur. Les roches-mères antérieures au Jurassique supérieur, à maturité avancée dans le bassin, se situent peut-être dans un stade de développement optimal sur les flancs du bassin. Les roches-mères du Crétacé et du Tertiaire, plus riches en matières organiques des types I et II, sont immatures.

Roches réservoirs potentielles Les épaisses couches de grès fluvial et deltaïque du bassin Scotian présentent généralement une bonne porosité et constituent d'excellents réservoirs. Sur la plate-forme de LaHave, les grès sont généralement plus fins et disposés en couches plus minces. Il existe une abondance de stratifications entrecroisées de schistes qui pourraient servir de couche imperméable. Les carbonates de plateau de la formation d'Abenaki, disposés en couches épaisses, sont généralement plus étanches, bien que l'on ait observé, dans les puits forés jusqu'à maintenant, la présence occasionnelle d'une porosité secondaire.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Depuis le Jurassique moyen, des mouvements de sels ont donné naissance à des diapirs et à des bombements de sel. Il s'y est aussi formé un vaste complexe de failles regardant vers le bassin. Ce sont des structures de ce genre qui ont servi de pièges à 12 importants gisements de pétrole et à d'autres gisements de moindre importance mis à jour par sept autres puits. La plus grande accumulation se trouve au champ Venture, où l'on a délimité un gisement de gaz évalué à 57 milliards de mètres cubes de gaz. Parmi les autres situations à explorer du plateau Scotian, on trouve des structures du socle, le front de carbonates et des pièges stratigraphiques.

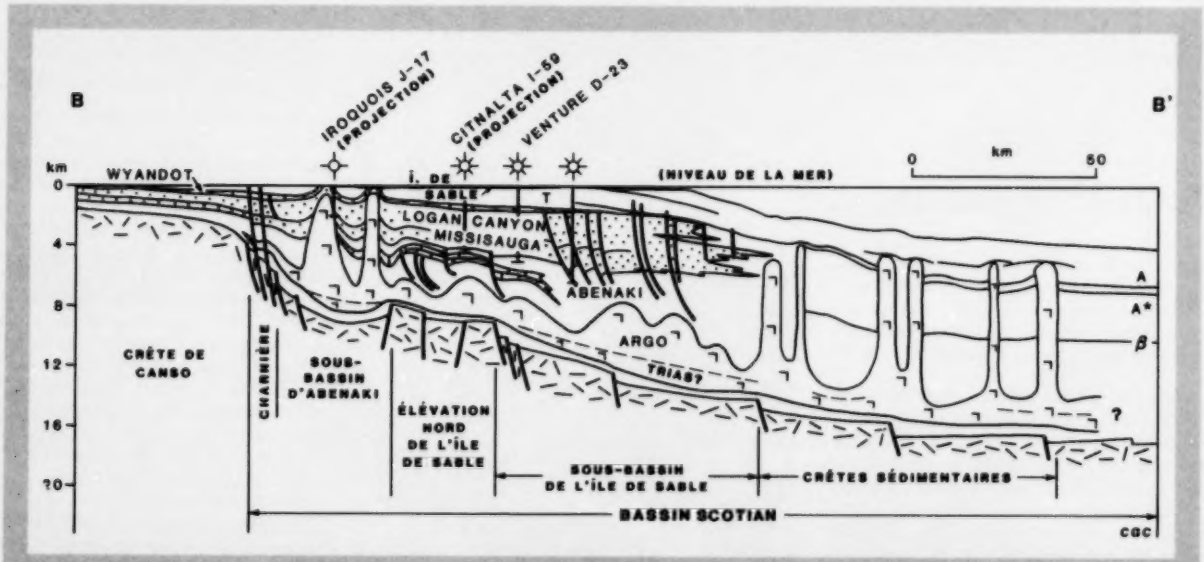


Figure 3.40 **Coupe structurale à travers le plateau Scotian (B-B')**

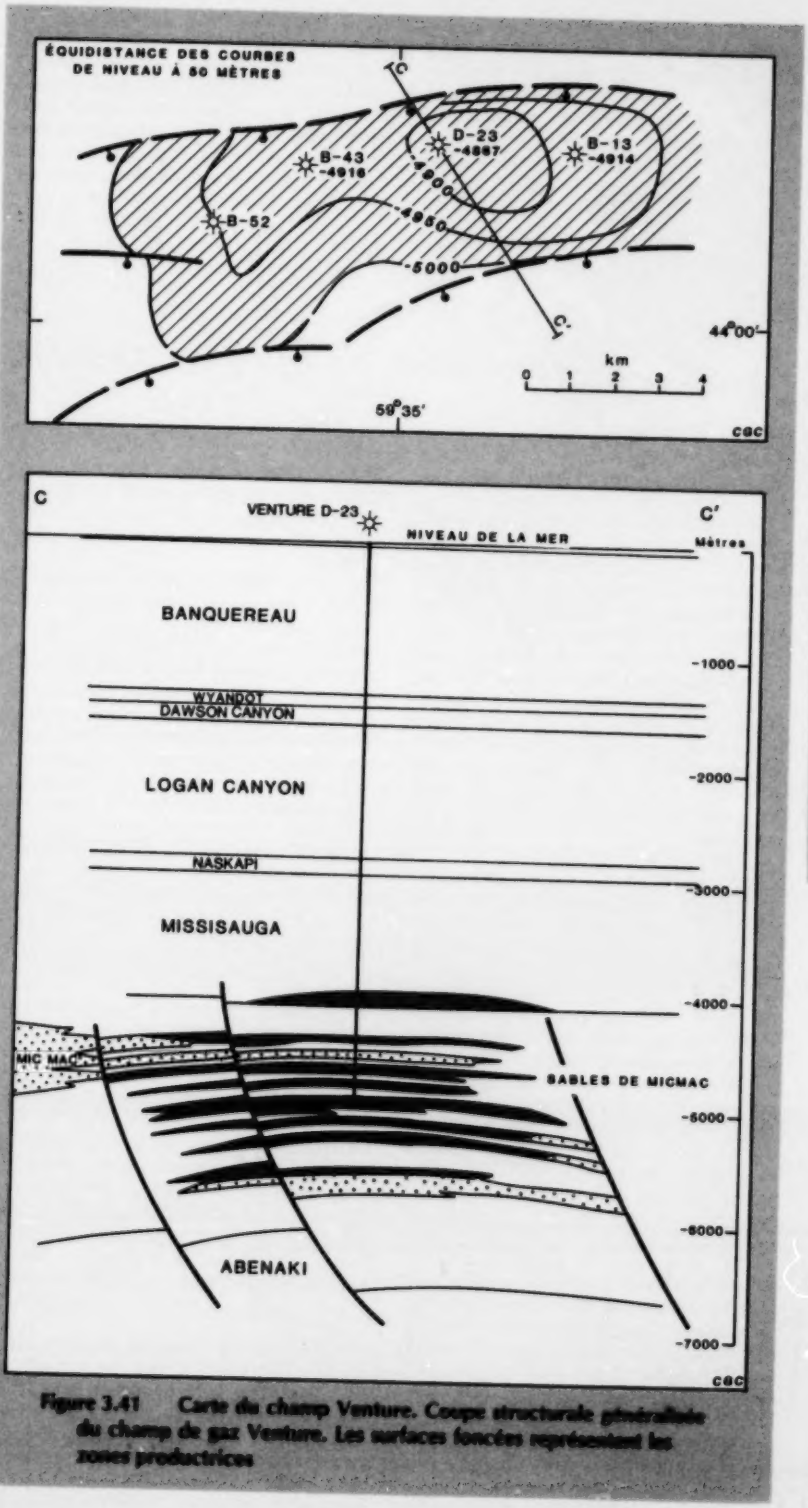


Figure 3.41 Carte du champ Venture. Coupe structurale généralisée du champ de gaz Venture. Les surfaces foncées représentent les zones productrices

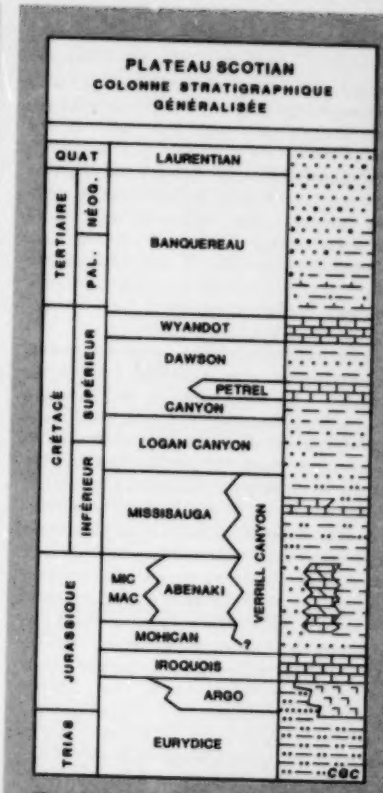


Figure 3.42 Colonne stratigraphique généralisée, plateau Scotian

GRANDS BANCS (SUD)

Étendue Cette région, d'une superficie d'environ 170 000 km^2, se trouve entièrement au large des côtes.

Géologie La région renferme des sous-bassins dans lesquels se sont accumulés, en couches épaisses, des sédiments de cuvette d'effondrement et des dépôts marins. Ces sous-bassins sont des vestiges qui ont été préservés à l'intérieur du soulèvement d'Avalon, sous la discordance régionale du Crétacé moyen. Ce milieu s'est formé au cours de la séparation des plaques nord-américaine et européenne. On reconnaît les bassins de Whale, de Horseshoe et de Carson à l'intérieur du soulèvement d'Avalon, ainsi que les bassins de South Whale et de Flemish sur les flancs du soulèvement (figure 3.43). À l'intérieur de ces bassins secondaires, les sédiments du Paléozoïque supérieur et de la période allant du Trias au Jurassique supérieur sont modérément déformés et ont subi une érosion de grande ampleur (figure 3.44). Sur la discordance, repose une mince couche basale de sable transgressif, suivie de schistes et de pélites du Crétacé supérieur et du Tertiaire qui atteignent par endroits une épaisseur de 2 km. Dans la moitié sud de la région, ces unités reposent directement sur le socle. L'extrémité est du bassin Scotian, le sous-bassin de South Whale, située à l'ouest du soulèvement d'Avalon, renferme d'épaisses successions datant du Crétacé inférieur, du Jurassique et de périodes antérieures.

Chronologie des forages Les deux premiers puits d'exploration, Tors Cove et Grand Falls, ont été forés en 1966. Il s'en est ajouté 28 entre 1971 et 1975. Aucun autre puits n'a été foré depuis.

Roches-mères potentielles Les schistes du Crétacé supérieur et du Tertiaire qui reposent

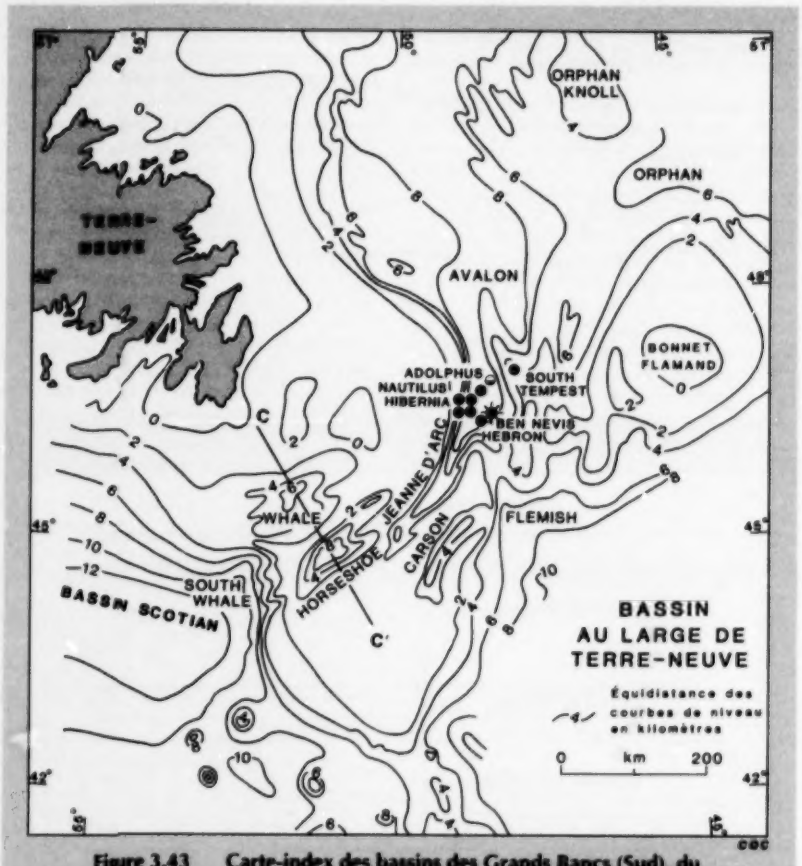


Figure 3.43 Carte-index des bassins des Grands Bancs (Sud), du plateau de l'Est de Terre-Neuve et de l'Est de Terre-Neuve. Les courbes de niveau indiquent la profondeur entre la surface du fond marin et le socle (d'après McMillan, 1982)

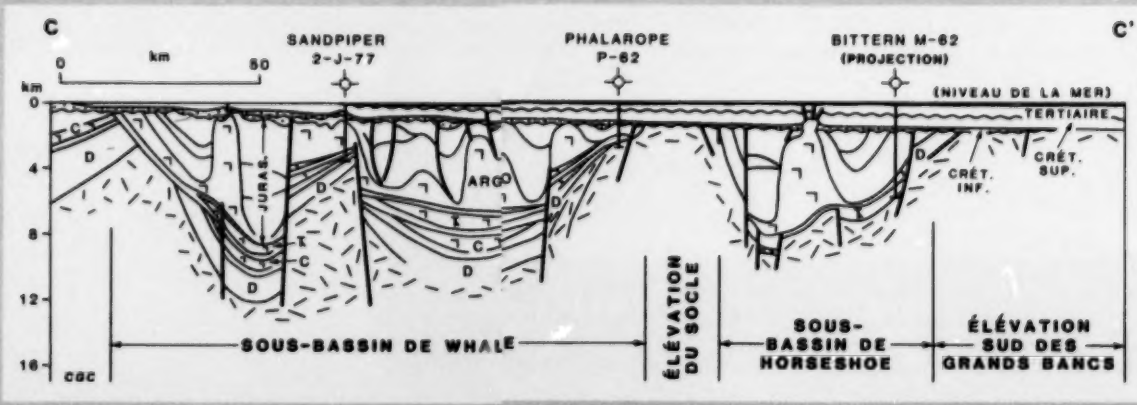


Figure 3.44 Coupe structurale (C-C') à travers les sous-bassins de Whale et de Horseshoe

sur la discordance sont des roches-mères potentielles mais sont encore immatures. À l'intérieur des sous-bassins, le Jurassique inférieur et le Jurassique moyen sont considérés comme des horizons peu propices à la production de gaz naturel. On croit cependant que le schiste de Verril Canyon pourrait constituer une roche mature sur le flanc ouest du soulèvement d'Avalon.

Roches réservoirs potentielles Le sable transgressif basal, bien que poreux, n'est pas véritablement coiffé d'une roche-mère en amont-pendage. On croit que les prismes de sédiments clastiques situés sur le flanc ouest du soulèvement contiennent des sables poreux. De minces unités calcaires du Crétacé supérieur présentent une certaine porosité.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Du pétrole de forte densité a été extrait du puits Heron H-73, qui a été foré sur le flanc d'un diapir salin, dans le sous-bassin de South Whale. Les structures salifères ainsi que les situations à explorer qui existent au voisinage de la discordance sont les formations qui offrent les meilleures possibilités de piégeage.

PLATEAU DE L'EST DE TERRE-NEUVE

Étendue Cette région d'une superficie d'environ 230 000 km^2 s'étend à partir de la limite intérieure des dépôts jusqu'à l'isobathe de 400 m. Elle est située au large des côtés, entre le Sud des Grands Bancs et l'arc de Cartwright (46°-54° N).

Géologie Cette région est constituée de trois centres de sédimentation qui chevauchent partiellement et dont l'épaisseur atteint plus de 14 km. Les couches les plus anciennes forment une succession carbonifère limitée par des failles, qui renferme d'épaisses couches de roches continentales clastiques et de petites unités de carbonates et d'évaporites. Le bassin mésozoïque s'est formé au cours de la séparation des plaques nord-américaine et européenne. Il est limité à l'ouest par une importante zone-charnière du socle et à l'est par un complexe de crêtes extérieures (figure 3.43). Les sédiments de cuvette d'effondrement triasiques et jurassiques sont des couches rouges et des évaporites à grains grossiers, surmontées d'un faciès marin du Jurassique. Dans le Crétacé inférieur, les successions contemporaines de la dérive continentale sont constituées de sédiments clastiques grossiers qui se sont répandus vers le Nord et vers l'Est jusque dans le bassin d'Avalon. Elles sont recouvertes par des schistes transgressifs du Crétacé supérieur et du Tertiaire, et par des couches minces de grès et de calcaire. Le centre de sédimentation du Tertiaire recouvre les deux autres. Formé au cours du Tertiaire inférieur, il renferme jusqu'à 5 500 m de sédiments à prédominance de pélites et de grès fissiles. La figure 3.45 groupe toutes ces formations dans une colonne stratigraphique généralisée.

Chronologie des forages Le premier puits de la région a été foré à l'extrémité sud du sous-bassin de Jeanne d'Arc en 1971. Il a été suivi, jusqu'en 1975, de dix autres puits qui ont débouché sur une seule accumulation d'importance à Adolphus. Les forages n'ont repris qu'en 1979, année de la découverte du gisement Hibernia. Le forage du puits de découverte d'Hibernia a été suivi de près par 15 sondages, dont six puits d'extension à Hibernia même. Quatre des neuf nouveaux forages de reconnaissance ont débouché sur des gisements de pétrole importants.

Roches-mères potentielles Une excellente roche-mère pétroligène a été localisée dans les successions datant du Kimmeridgien au Jurassique. Tout le pétrole découvert à Hibernia, Ben Nevis et Adolphus a été provisoirement rattaché à cette source. Ce pétrole semble présenter une maturité plus avancée que celle qui a été constatée jusqu'ici dans les roches-mères, ce qui indique qu'il a migré à partir de régions plus profondes du bassin. Les roches des étages plus anciens du Jurassique ont une faible teneur en carbone organique, tandis que les sédiments crétacés et tertiaires sus-jacents appartiennent à un domaine terrestre et sont immatures en grande partie.

Roches réservoirs potentielles Le Paléozoïque supérieur et la partie inférieure du Mésozoïque renferment des couches basales de sédiments clastiques et de carbonates qui pourraient servir de réservoirs là où elles sont accessibles aux tiges de forage. Des roches clastiques du Jurassique supérieur et du Crétacé inférieur contemporains à l'orogénèse présentent une bonne porosité dans des puits forés sur les flancs est et ouest du bassin d'Avalon. La section transgressive du Crétacé supérieur-Tertiaire renferme des couches réservoirs, mais tout comme les roches susmentionnées, elles se situent au-dessus de la fenêtre de maturation du pétrole.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Le gisement géant d'Hibernia est adjacent à la zone-charnière sur le flanc du bassin d'Avalon (figure 3.47). La réserve probable est évaluée à 57 milliards de mètres cubes de gaz et 159 millions de mètres cubes de pétrole. Structuralement, il s'agit d'un gros anticlinal retourné associé à la zone-charnière (figure 3.46). Parmi les autres situations à explorer, figurent des structures du socle et des formations salines, une zone de failles complexe associée à une zone-charnière qui traverse le bassin d'Avalon dans une direction sud-est et des pièges stratigraphiques formés au voisinage de la discordance du Crétacé moyen et sur les flancs du bassin. Quatre puits, Ben Nevis, Nautilus, South Tempest et Hebron, ont débouché sur d'importantes accumulations de pétrole dans ces situations à explorer.

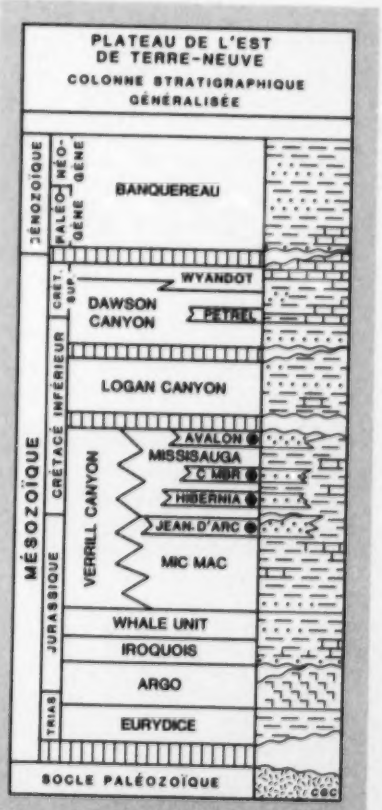


Figure 3.45 Colonne stratigraphique généralisée, plateau de l'Est de Terre-Neuve

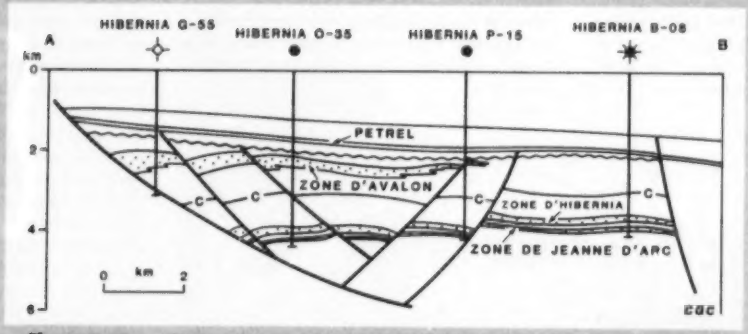


Figure 3.46 Coupe structurale à travers le gisement Hibernia, montrant les principales zones pétrolifères. Le trait de coupe est indiqué dans la figure 3.47 (d'après Benteau et Sheppard, 1982)

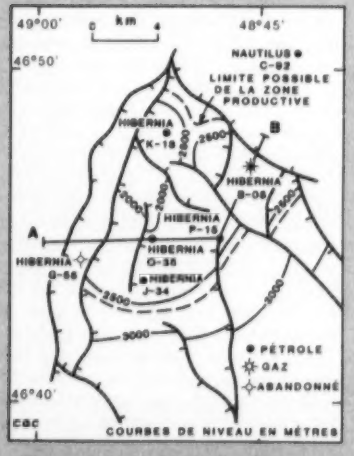


Figure 3.47 Carte du champ pétrolifère Hibernia (d'après Benteau et Sheppard, 1982)

BASSIN DE L'EST DE TERRE-NEUVE

Étendue Ce bassin, d'une superficie d'environ 130 000 km^2, est entièrement situé en eaux profondes et s'étend d'une part de l'isobathe de 400 m jusqu'à la limite du domaine continental, où il est limité par le Orphan Knoll, et d'autre part du Bonnet flamand à l'arc de Cartwright.

Géologie Cette région (figure 3.43) a une étroite parenté avec le plateau adjacent, puisqu'elle englobe les parties distales des trois autres centres de sédimentation (figure 3.48). Les sédiments du Paléozoïque supérieur se présentent en blocs délimités par des failles; ils sont recouverts de sédiments du Crétacé inférieur-Jurassique qui ont subi une déformation et une érosion par endroits à l'époque de la séparation continentale. Sur elles, reposent en discordance les sédiments d'eau profonde qui datent du Crétacé supérieur et du Cénozoïque. D'après les données d'un seul sondage, on distingue dans cette région cinq séquences régionales limitées par des surfaces de discordance (figure 3.49). Le Paléozoïque et le Crétacé inférieur sont représentés par des dépôts de mer plate, tandis que les séquences sus-jacentes, qui vont jusqu'au Tertiaire supérieur, sont toutes des dépôts d'eau profonde.

Chronologie des forages Un seul puits, le Blue H-28 de Texaco et al, a été foré dans cette région. Le sondage a eu lieu en 1979, à 1 486 m sous l'eau, jusqu'à une profondeur totale de 6 088 m sous le niveau de la mer.

Roches-mères potentielles D'après des analyses géochimiques, les sédiments crétacés renferment des roches-mères pétroligènes qui sont matures. Les couches cénozoïques qui les recouvrent sont à peine matures. En revanche, la section paléozoïque sous-jacente présente une maturité très avancée, ce qui laisse supposer qu'elle a été enfouie plus tôt et soumise ultérieurement à une érosion. L'épaisse section mésozoïque qui, d'après des données sismiques, se trouve hors de la structure devrait avoir atteint le stade de la maturité. Il existe probablement dans ce bassin des sédiments du Crétacé inférieur et du Jurassique, mais on ignore les caractères des matières organiques.

Roches réservoirs potentielles Des réservoirs de grès poreux ont été localisés dans le Crétacé, mais ils contenaient de l'eau. Par ailleurs, les grès paléozoïques ont une faible porosité. Il est permis de supposer que certaines strates du Crétacé et du Jurassique, qui n'ont pas encore été forées, contiennent des couches propices à l'accumulation d'hydrocarbures.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles On ne connaît pas d'accumulations d'hydrocarbures dans cette région; cependant, on y trouve un grand nombre de structures de socle qui n'ont pas encore été sondées et qui sont coiffées d'épaisses couches de schistes tertiaires. Plusieurs pièges stratigraphiques possibles existent sur les flancs de ces structures, de même qu'aux surfaces de discordance du Crétacé moyen et supérieur.

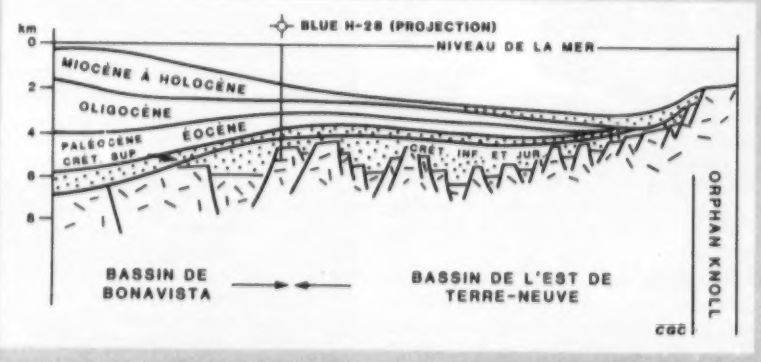


Figure 3.48 Coupe schématique est-ouest à travers le bassin de l'Est de Terre-Neuve (la position du Orphan Knoll est indiquée à la Figure 3.43)

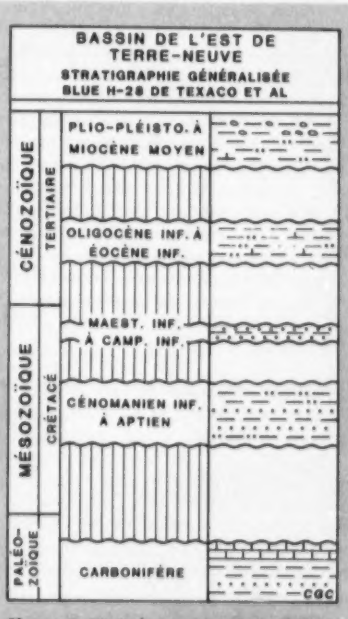


Figure 3.49 Colonne stratigraphique de la lithologie et de l'âge des sédiments traversés par le puits Blue H-28 de Texaco et al

PLATEAU DU LABRADOR

Étendue Cette région, d'une superficie d'environ 180 000 km², est située entièrement au large des côtes et s'étend de l'arc de Cartwright jusqu'au seuil du détroit de Davis, entre la bordure ouest des sédiments et l'isobathe de 400 m.

Géologie Le plateau du Labrador repose sur deux centres de sédimentation, le bassin de Hopedale et celui de Saglek. Dans le bassin de Hopedale, un prisme de sédimentation s'épaississant vers la mer et formé de pélites silteuses et sablonneuses repose sur un fossé tectonique du plateau intérieur, dans lequel des roches volcaniques et des grès arkosiques syntectoniques du Crétacé inférieur ainsi que des schistes argileux du Crétacé supérieur et du Tertiaire se sont déposés sur un socle faillé en blocs du Paléozoïque inférieur et du Précambrien. À l'intérieur de ce socle, des avant-buttes de carbonates et de roches clastiques du Paléozoïque forment des roches réservoirs. Par endroits, les roches volcaniques du Crétacé masquent peut-être, du point de vue géophysique, des sédiments mésozoïques plus anciens ainsi que les séquences paléozoïques. Le bassin de Saglek, en marge du chenal d'Hudson, fut un centre de sédimentation au cours du Tertiaire; il contient jusqu'à 10 km de sédiments.

Chronologie des forages Le premier puits, le Leif E-38 de Tenneco et al, a été foré par battage au câble en 1971 et complété deux années plus tard. Depuis, les forages ont progressé lentement (parce que la glace et les conditions météorologiques écourtent considérablement la période des travaux de forage). Actuellement, 23 puits sont déjà forés et trois sont en cours de forage.

Roches-mères potentielles Du gaz et des condensats ont été découverts dans cinq puits forés dans le bassin de Hopedale. Les analyses géochimiques indiquent que les condensats sont apparentés et qu'ils dérivent d'un kérogène (terrestre) de type III. Cependant, le degré de maturité thermique dans les puits est généralement faible, ce qui laisse supposer que les hydrocarbures migrent depuis des couches plus profondes du bassin.

Roches réservoirs potentielles Dans le bassin de Hopedale, le grès de la formation de Bjarni (Crétacé inférieur) et les termes sablonneux de Freydis, de Gudrid et de Leif des formations schisteuses sus-jacentes (figure 3.51) pourraient tous constituer des réservoirs. On trouve aussi des structures propices à l'accumulation d'hydrocarbures dans les carbonates paléozoïques sous-jacents aux séquences de la plaine côtière, tout comme aux gisements de Gudrid et de Hopedale. On croit que les principaux réservoirs du bassin de Saglek se trouvent dans des unités de grès fluviales et marines du Crétacé et du Tertiaire inférieur.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Cinq gisements de gaz naturel et de condensats et une trace de pétrole ont été découverts dans le bassin de Hopedale. Tous sont associés à des élévations du socle, qui constituent les meilleures situations à explorer dans ce bassin (figure 3.52). Cependant, il peut aussi exister des pièges stratigraphiques à la jonction avec les limites de sédimentation des formations réservoirs. Sur le flanc nord du bassin de Saglek, le puits Hekja de la société Aquitaine et al a permis de découvrir du gaz dans un réservoir de grès plissé du Paléocène. Ce puits, où la zone productive nette atteint environ 40 m, est l'accumulation d'hydrocarbures la plus au nord qui ait été découverte sur la marge atlantique.

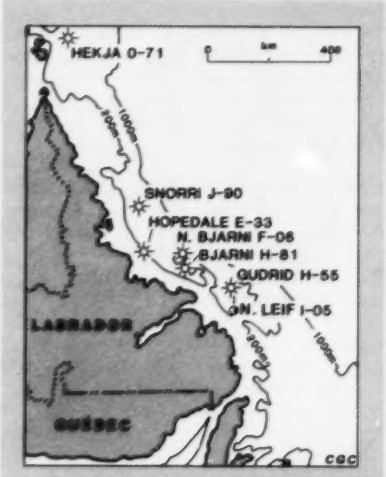


Figure 3.50 Découvertes de pétrole et de gaz naturel sur le plateau du Labrador

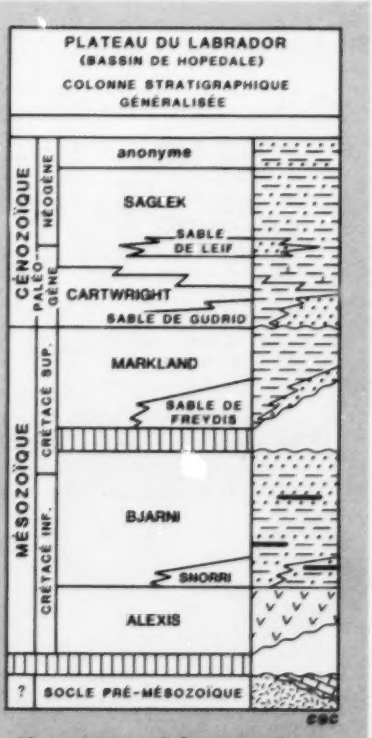


Figure 3.51 Colonne stratigraphique généralisée, bassin de Hopedale (d'après Umpleby)

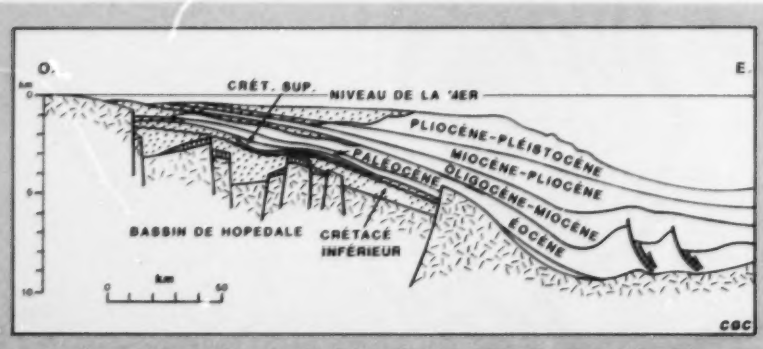


Figure 3.52 Coupe schématique à travers le plateau du Labrador (Umpleby, 1979)

BAIE BAFFIN

Étendue D'une superficie d'environ 305 000 km², cette région s'étend du seuil du détroit de Davis jusqu'au bassin de Kane. Elle comprend une partie de l'île Bylot (2 000 km²).

Géologie La géologie sédimentaire de la région de la baie Baffin est mal connue mais, grâce aux données sismiques, on reconnaît deux zones de sédimentation assez épaisses. À la baie Home, un prisme de schistes et de grès du Tertiaire et peut-être du Crétacé supérieur, qui atteint une épaisseur de 4 km, repose sur un socle continental du Précambrien et un socle océanique du Mésozoïque. La région du détroit de Davis renferme des roches volcaniques du Tertiaire, dont il existe peut-être des exemplaires dans le sous-sol de la baie Home. Plus au nord, à l'embouchure du détroit de Lancaster, se présente un centre de sédimentation que l'on situe au Tertiaire et au Crétacé supérieur et qui dépasse 12 km en épaisseur. Cette unité s'étend vers l'ouest, traverse un seuil de carbonates paléozoïques et entre dans le détroit de Lancaster, où elle est préservée dans un mi-fossé tectonique du plateau (figure 3.54).

Chronologie des forages Aucun puits n'a été foré dans cette région.

Roches-mères potentielles On n'a pas reconnu de roches-mères dans la baie Baffin mais on connaît l'existence d'un suintement de pétrole encore actif qui provient d'une dépression sous-marine dans la région de l'entrée Scott. L'épaisseur considérable des sédiments, qui renferment notamment des couches tertiaires d'origine probablement marine, augmente les possibilités d'existence de roches-mères dans la partie nord de la baie Baffin.

Roches réservoirs potentielles Il devrait exister des réservoirs de grès du Tertiaire et du Crétacé supérieur dans toute la région, ainsi que des roches clastiques du Mésozoïque inférieur et du Paléozoïque et des carbonates paléozoïques le long du plateau intérieur.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Aucun puits n'a encore été foré sur la marge canadienne de la baie Baffin. Une campagne de forage a bien eu lieu au large du Grœnland, mais sans résultats. Au nombre des structures propices à l'accumulation d'hydrocarbures, figurent des blocs faillés et des crêtes, des failles regardant vers le bassin dans des zones de sédimentation rapide du Tertiaire et des pièges stratigraphiques en marge du bassin.

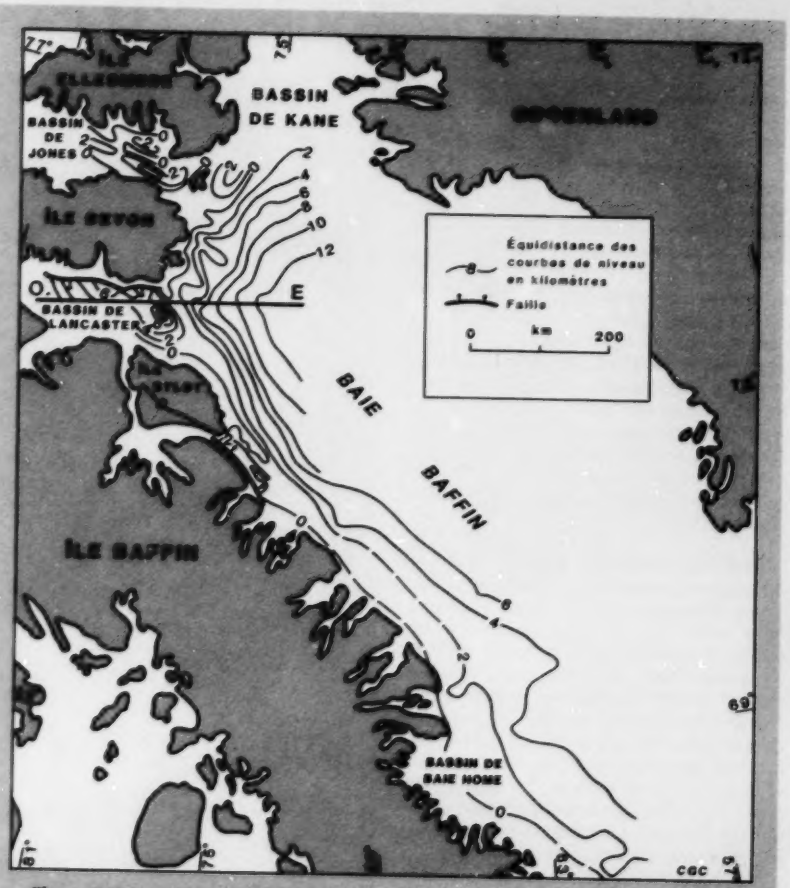


Figure 3.53 Carte de la baie Baffin démontrant la profondeur du socle. Le zéro correspond à la limite des sédiments mésozoïques-cénozoïques (d'après Hea et coll., 1980)

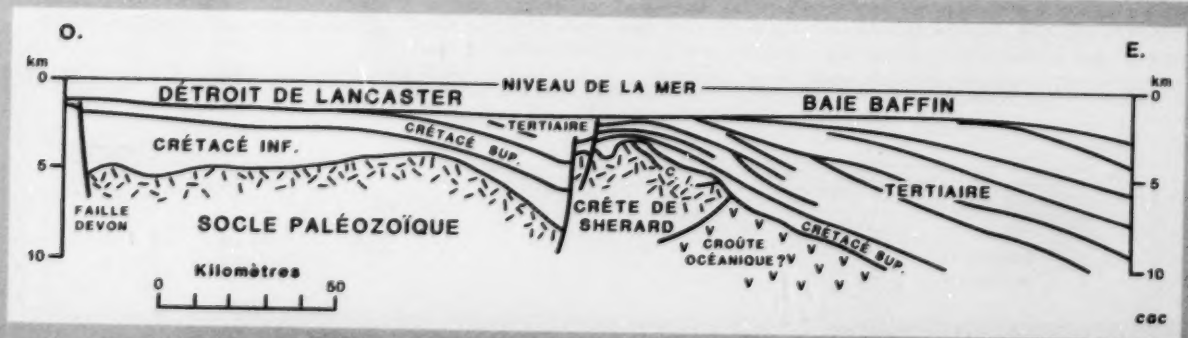


Figure 3.54 Coupe structurale à travers la région allant du détroit de Lancaster à la baie Baffin (d'après Hea et coll., 1980)

BASSINS PALÉOZOÏQUES — EST CANADIEN

Introduction

Entre le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et les bassins au large des côtes de l'Atlantique, le Bouclier canadien renferme, dans son corps principal ou sur ses flancs, plusieurs régions sédimentaires. La plus vaste est le bassin de la baie d'Hudson, qui date du Paléozoïque et qui se trouve à l'intérieur de la plate-forme d'Hudson. Plus au sud, les roches paléozoïques des Basses-Terres du Saint-Laurent recoupent le Sud de l'Ontario et s'étendent vers le nord-est le long de la vallée du Saint-Laurent, jusque dans la partie Nord-Ouest de Terre-Neuve. À l'est, les roches du Paléozoïque supérieur qui remplissent les bassins successeurs des Maritimes sont situées sous la partie sud du golfe du Saint-Laurent et sous les régions adjacentes (figure 3.55).

La péninsule ontarienne renferme de nombreux gisements gazifères et pétrolifères de faibles dimensions. Deux petites accumulations, une de gaz naturel et une de pétrole, ont été découvertes dans le bassin des îles de la Madeleine. Des évaluations des ressources potentielles ont été établies pour chacune des grandes régions; cependant, dans le cas de la plate-forme d'Hudson, où dans une région marine de plus de 600 000 km^2 seulement trois forages et des travaux de prospection sismique nettement insuffisants ont été effectués. L'évaluation repose donc sur un minimum de données géologiques.

Réserves

Dans le Sud de l'Ontario, les réserves restantes étaient évaluées en 1982 à 836 000 m^3 de pétrole extractible et à 8,8 milliards de mètres cubes de gaz.

Potentiel

Les évaluations des ressources potentielles en pétrole et en gaz naturel de chacun des bassins sont indiquées dans le tableau XI. Seul le Sud de l'Ontario peut être considéré comme une région convenablement explorée. C'est la plate-forme d'Hudson qui semble présenter le plus haut potentiel en pétrole comme en gaz naturel. On croit que les cibles de forage, dans tous les bassins, sont petites en comparaison d'autres régions pionnières, et c'est ce qui explique le caractère limité et sporadique des travaux d'exploration. Les forages et les travaux géophysiques exécutés dans la baie d'Hudson sont encore trop dispersés pour justifier le lancement de travaux d'exploration intensifs. De plus, on ne connaît pas suffisamment la géologie des bassins (sauf celui du Sud de l'Ontario) pour établir une évaluation fiable du potentiel en hydrocarbures. La marge d'erreur pourrait donc être considérable.

Figure 3.55 Carte-index des bassins paléozoïques de l'Est canadien. Les courbes de niveau indiquent l'épaisseur des dépôts sédimentaires en kilomètres

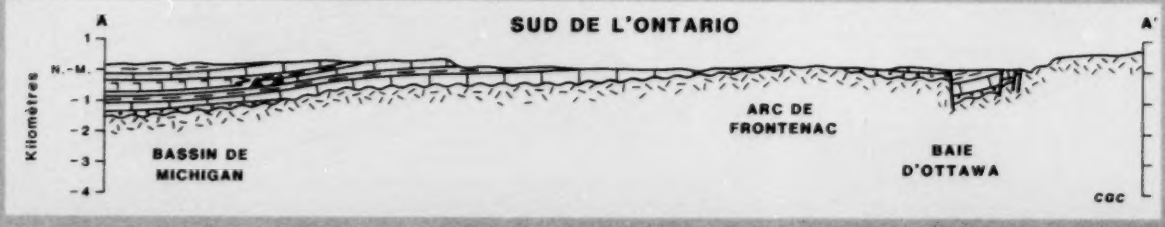


Figure 3.56 Coupe schématique à travers le Sud de l'Ontario.

TABLEAU XI
POTENTIEL EN PÉTROLE ET EN GAZ NATUREL (EXTRACTIBLE)

POTENTIEL EN PÉTROLE (10^6 m^3)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
Basses-Terres du Saint-Laurent	4	17	52
Plate-forme d'Hudson	10	130	560
Bassins des Maritimes	3	20	95
TOTAUX	20*	167	605*

POTENTIEL EN GAZ NATUREL (10^9 m^3)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
Basses-Terres du Saint-Laurent	10	60	150
Plate-forme d'Hudson	10	90	400
Bassins des Maritimes	20	40	290
TOTAUX	46*	190	660*

* Ces totaux ne sont pas des sommes arithmétiques. Ils ont été calculés au moyen de méthodes statistiques.

BASSES-TERRES DU SAINT-LAURENT

Étendue Cette région a une superficie de 293 000 km^2, dont 160 000 au large des côtes, dans les Grands Lacs et dans la partie nord du golfe du Saint-Laurent.

Géologie Les roches paléozoïques forment une zone étroite qui s'étend de la péninsule ontarienne jusque dans la partie nord du golfe du Saint-Laurent, en longeant le fleuve Saint-Laurent. Elle englobe l'île d'Anticosti et certaines parties de la Gaspésie et du Nord-Ouest de Terre-Neuve (figure 3.55). Dans le Sud de l'Ontario, la stratigraphie est constituée du faciès côtier et de mer plate des bassins adjacents d'Allegheny et de Michigan et comprend des couches basales de grès, des carbonates de plateau avec les faciès récifaux et évaporitiques correspondants et des schistes argileux. L'épaisseur maximale du dépôt est inférieure à 2 km (figure 3.56). Le bassin d'Anticosti renferme des successions de carbonates et de roches clastiques du même âge, mais beaucoup plus épaisses (jusqu'à 6 km).

Chronologie des forages Les forages ont commencé dans le Sud de l'Ontario en 1858 par la découverte du gisement d'Oil Springs. Depuis, plus de 40 000 puits ont été forés. De nombreux forages d'exploration ont été effectués le long du fleuve Saint-Laurent, mais sans grand succès. Plus récemment, le centre des activités s'est déplacé vers le lac Érié, où plus d'un millier de puits ont été forés. En Gaspésie, tout comme dans l'île d'Anticosti et dans l'Ouest de Terre-Neuve, les travaux d'exploration se sont poursuivis pendant longtemps, mais de façon sporadique.

Roches-mères potentielles Les hydrocarbures des nombreux gisements du Sud de l'Ontario ont probablement pour origine les bassins adjacents, mais il existe peut-être des roches-mères indigènes dans les schistes bitumineux marins de l'Ordovicien et dans les récifs du Silurien. Dans le bassin d'Anticosti, les schistes ordoviciens et les roches équivalentes, dans les bassins, aux carbonates siluriens sont probablement les sources des nombreux suintements et des petites accumulations qui ont été observés.

Roches réservoirs potentielles Dans le Sud de l'Ontario, les réservoirs sont constitués de grès et de carbonates poreux. Les faciès clastiques et les carbonates de plateau semblables et des roches clastiques présentent une porosité dans les autres régions.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Dans le Sud de l'Ontario, il existe plus d'une centaine de petits gisements de pétrole et de gaz naturel dans des roches qui datent de l'époque allant du Cambrien au Dévonien. Parmi les situations à explorer figurent des réservoirs de grès et de dolomie du Cambrien qui ont été déformés et tronqués en amont-pendage, des carbonates dolomitisés de l'Ordovicien, des grès du Silurien inférieur qui finissent en coin en amont-pendage, de nombreux récifs tabulaires et pinacles du Silurien supérieur (figure 3.57) et des carbonates dolomitisés du Dévonien moyen. Des suintements de pétrole ont été observés dès 1812 dans l'Ouest de Terre-Neuve, puis en 1836 en Gaspésie. Les forages qui ont eu lieu par la suite dans les deux régions n'ont permis de découvrir que de petites accumulations sans intérêt commercial.

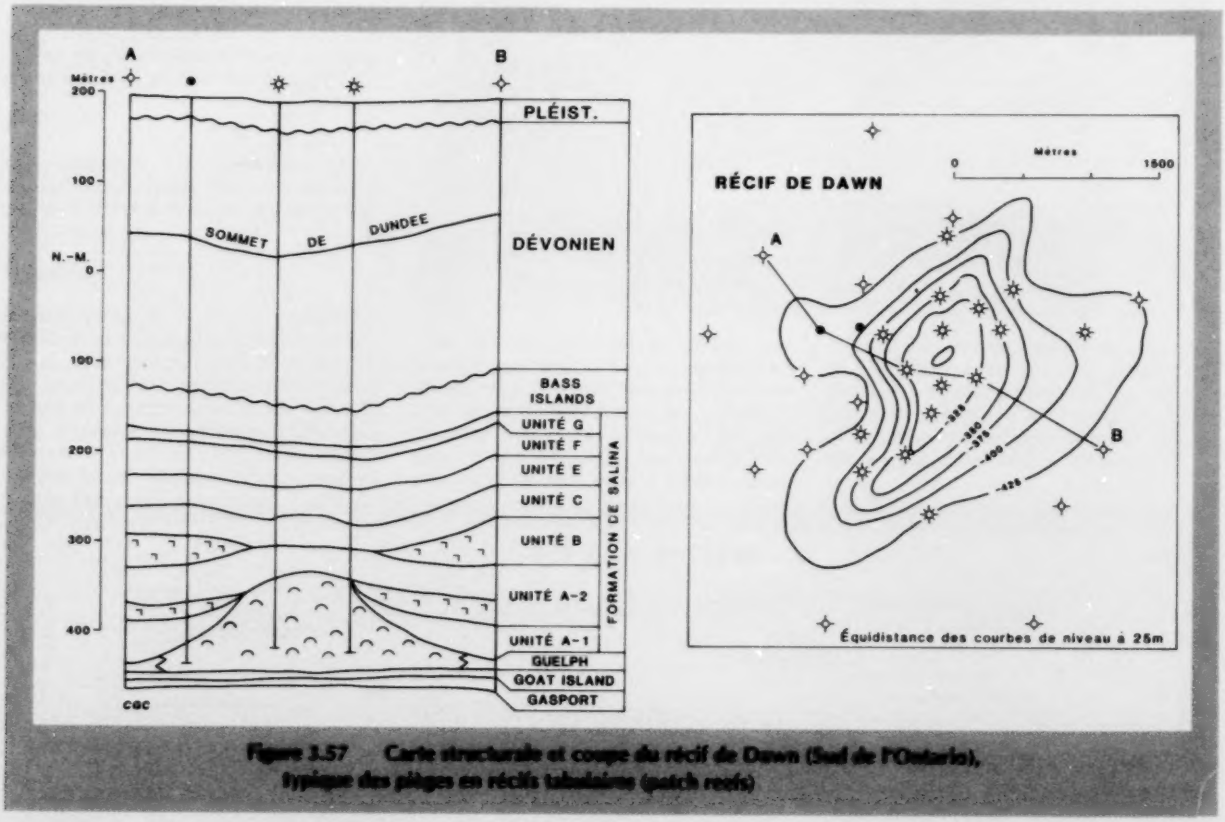


Figure 3.57 Carte structurale et coupe du récif de Dawn (Sud de l'Ontario), typique des pièges en récifs tabulaires (patch reefs)

PLATE-FORME D'HUDSON

Étendue Cette région a une superficie d'environ 1 100 000 km^2 dont moins du tiers est situé sur le continent.

Géologie Le Paléozoïque de la plate-forme d'Hudson est représenté dans quatre dépressions larges mais peu profondes du Bouclier canadien (figure 3.55). D'après les affleurements, les roches appartenant à cette période sont les débris d'une couverture cratonique beaucoup plus vaste qui a été détruite par l'érosion (figure 3.59). Tous les bassins, dans lesquels les carbonates prédominent, présentent une variété de faciès, notamment de petites formations récifales. On y trouve également des schistes argileux, des évaporites et des grès (figure 3.58). L'épaisseur des sédiments culmine dans le bassin de la baie d'Hudson, où l'on observe des roches sédimentaires de 2 km.

Chronologie des forages Plusieurs trous ont été forés au cours des années 40 dans la partie terrestre des bassins de Moose River et de la baie d'Hudson. En 1969, Aquitaine et al a foré son puits Walrus au large des côtes. Deux autres forages d'exploration ont été effectués en mer en 1974. Un seul puits a été foré dans le bassin de Foxe et la baie d'Ungava.

Roches-mères potentielles Aucun suintement de pétrole n'a été observé dans la plate-forme d'Hudson, mais on a signalé la présence de bitume dans des vésicules associées à des récifs ordoviciens. Les successions ordoviciennes et dévoniennes comportent des intervalles de schistes pétrolifères noirs. La distillation de ces hydrocarbures a donné 18 L/t. Des traces de pétrole et de gaz naturel ont été signalées dans deux des puits sous-marins, mais le degré de maturité des matières organiques semble très faible.

Roches réservoirs potentielles Les principaux réservoirs sont constitués par les étages vésiculaires ou récifoïdes des formations de carbonates, l'étanchéité étant assurée par des carbonates, des schistes ou des évaporites imperméables.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Il n'existe pas de réserves connues dans cette région. Les situations à explorer seraient associées à des soulèvements du socle, à des failles, à des formations salifères, à des couches couvrant des accumulations récifales, etc. Une porosité désordonnée s'est développée à l'intérieur des formations carbonatées régionales, de sorte que les pièges stratigraphiques sont fréquents.

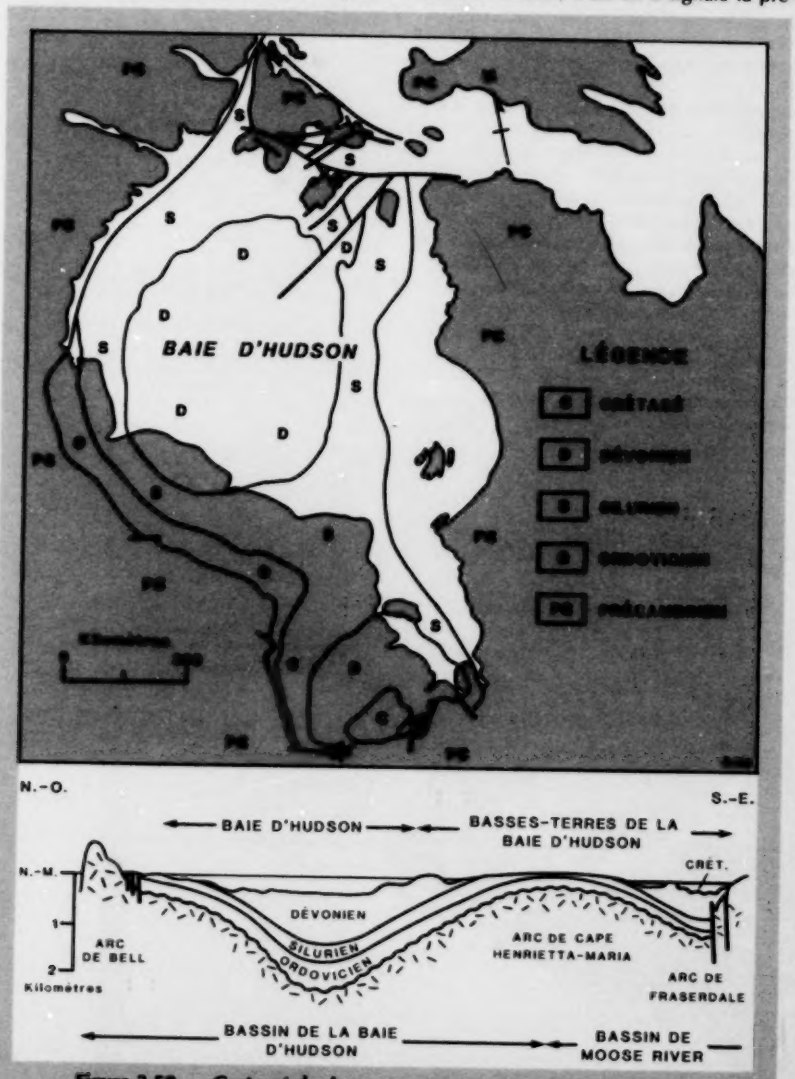


Figure 3.59 Carte géologique et coupe structurale de la région baie d'Hudson-baie James (d'après Sanford et Norris, 1973)

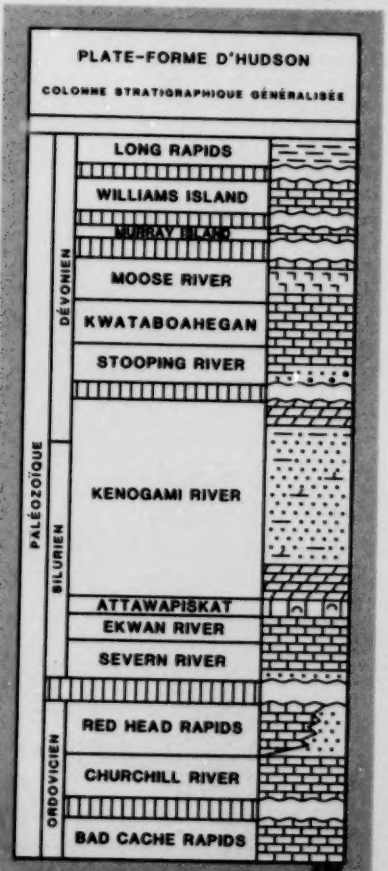


Figure 3.58 Plate-Forme d'Hudson

BASSINS DES MARITIMES

Étendue Cette région a une superficie d'environ 225 000 km^2, dont près du tiers est situé sur le continent.

Géologie On y distingue trois parties: le bassin des îles de la Madeleine, qui renferme jusqu'à 9 km de sédiments de l'époque allant du Dévonien supérieur au Permien; le bassin de Fundy, avec plus de 6 km de sédiments s'échelonnant probablement du Carbonifère jusqu'au tout début du Jurassique; le bassin de Sydney, avec jusqu'à 5 km de sédiments carbonifères (figure 3.61). Les formations les plus anciennes sont constituées en grande partie de sédiments clastiques rouges d'origine continentale dont le grain varie de grossier à fin, qui passent à des évaporites et à des couches calcaires; toutes ces roches datent du Carbonifère inférieur. Sur elles reposent d'épaisses successions de grès-schistes rouges et grises du Carbonifère supérieur et, par endroits, de minces couches rouges du Permien. Un prisme épais de couches rouges continentales, dont la déposition remonte du Trias au tout début du Jurassique repose en discordance sur le Paléozoïque dans le bassin de Fundy (figure 3.60).

Chronologie des forages Il n'est pas facile d'obtenir des données précises sur les premiers forages d'exploration qui ont eu lieu dans cette région en vue de découvrir du pétrole ou du gaz naturel. Entre 1970 et 1980, neuf puits ont été forés dans la partie marine de ces bassins, dont six dans le bassin des îles de la Madeleine, deux dans le bassin de Sydney et un seul dans le bassin de Fundy.

Roches-mères potentielles Dans cette région, les formations sont presque exclusivement continentales et renferment des matières organiques d'origine terrestre pour la plupart. En outre, beaucoup de successions présentent une maturité thermique avancée, ce qui laisse supposer que les hydrocarbures sont surtout constitués de gaz naturel. Il existe toutefois une exception dans les couches lacustres du Carbonifère inférieur, qui ont déjà produit du gaz naturel, du pétrole ainsi que le bitume solide que l'on a baptisé «Albertite».

Roches réservoirs potentielles Les formations de ces bassins sont dominées par des successions continentales de sable et de schiste, qui contiennent de bonnes couches réservoirs dont l'étanchéité est assurée par le schiste intermédiaire.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Le petit gisement de pétrole et de gaz naturel de Stony Creek, au Nouveau-Brunswick, a été découvert en 1909. En 1974, un forage d'exploration, celui d'East Point, a été effectué dans le golfe du Saint-Laurent afin d'évaluer une petite accumulation de gaz repérée dans un réservoir de grès du Carbonifère supérieur sur une vaste structure saline. Deux puits ont été forés dans le bassin de Sydney en 1974 et 1976, mais n'ont débouché que sur de petites accumulations de gaz dans un conglomérat basal. Dans les trois bassins, les situations à explorer sont associées à des structures du socle, à des formations salines et à des pièges stratigraphiques.

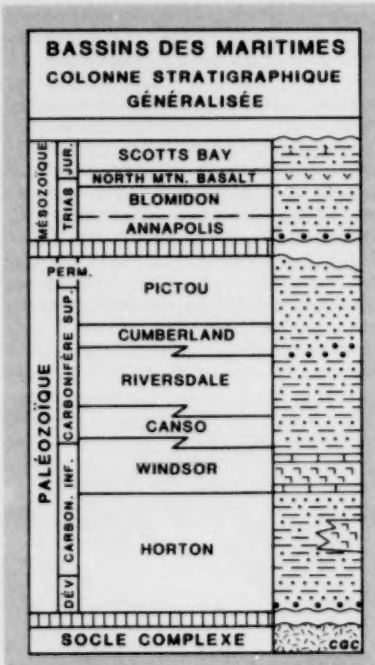


Figure 3.60 Colonne stratigraphique schématique d'un bassin type des Maritimes

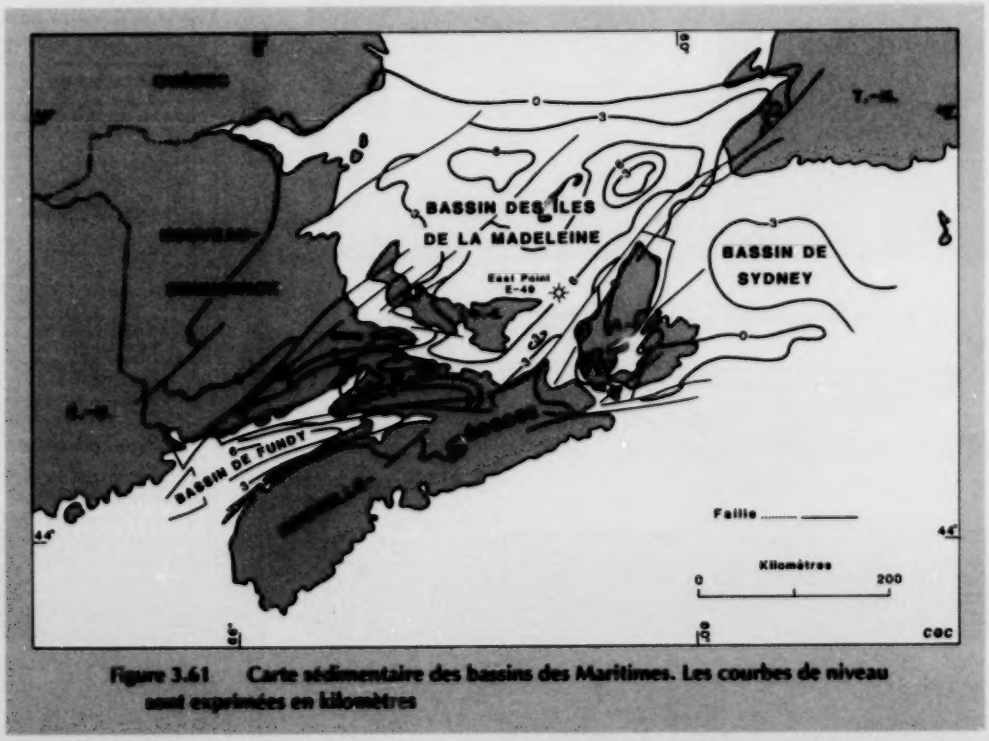


Figure 3.61 Carte sédimentaire des bassins des Maritimes. Les courbes de niveau sont exprimées en kilomètres

RESSOURCES NON CLASSIQUES

SOUS-TITRES

SABLES PÉTROLIFÈRES 52

PÉTROLE LOURD 53

CARBONATES PÉTROLIFÈRES 53

GAZ DE FORMATION ÉTANCHE 53

SCHISTES PÉTROLIFÈRES 54

FACTEURS ÉCONOMIQUES 54

RESSOURCES NON CLASSIQUES

Introduction

Outre ses ressources en pétrole et en gaz naturel classiques, le sous-sol canadien recèle des accumulations importantes d'hydrocarbures que l'on qualifie de non classiques en raison de l'impossibilité où que l'on se trouve de les produire efficacement au moyen des techniques d'exploitation habituelles. Ce sont les sables pétrolifères, les pétroles lourds, les carbonates pétrolifères, le gaz de formation étanche et les schistes pétrolifères. Ces hydrocarbures sont souvent considérés comme des ressources non classiques en pétrole et en gaz naturel; cependant, contrairement aux autres ressources potentielles, celles-ci sont déjà découvertes. Leur étendue, leur position et leur importance quantitative sont bien définies; ce qui rend leur mise en valeur difficile, c'est le coût d'extraction, que seules des techniques nouvelles peuvent ramener à un niveau acceptable.

Sables pétrolifères

Les formations de sables pétrolifères les plus vastes et les mieux connues du Canada se trouvent dans des grès du Crétacé inférieur, en Alberta. On les désigne généralement sous le nom de «sables bitumineux de l'Athabasca» mais, en fait, elles se présentent dans plusieurs gisements distincts (figure 4.1) ayant un même environnement géologique. Les grès et schistes du Crétacé inférieur (groupe de Mannville) sont dérivés de la région du Bouclier à l'est et de la zone orogénique à l'ouest. Les sables ont été transportés dans le bassin de l'Alberta par un réseau de cours d'eau et déposés en milieu deltaïque continental et en milieu marin. Ces sables ont été imprégnés de pétrole au terme d'un processus de production et de migration de grande ampleur; ils comptent parmi les plus grandes accumulations de pétrole au monde. Ce pétrole se présente sous forme de bitume et se comporte essentiellement comme un solide à moins qu'il ne soit chauffé. Près du dixième des accumulations totales de sables pétrolifères fait surface, et c'est pourquoi des méthodes d'exploitation à ciel ouvert ont été mises au point. Le reste se trouve dans le sous-sol, jusqu'à des profondeurs de 1 000 m; les gisements souterrains seront probablement mis en valeur au moyen de procédés in situ faisant appel à de la vapeur et à l'aide d'autres techniques semblables à la récupération assistée du pétrole.

Voici à combien se chiffrent les réserves de bitume brut contenues dans les sables pétrolifères, selon l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta:

	($10^6 m^3$)
Athabasca	152 640
Buffalo Head Hills	920
Cold Lake	32 590
Peace River	11 440
TOTAL	197 590

Jusqu'à maintenant, les deux mines en exploitation, celles de Suncor et de Syncrude, ont produit 65 millions de mètres cubes de bitume brut qui, après raffinage, ont donné 46 millions de mètres cubes de pétrole. Les réserves restantes prouvées de brut synthétique sont actuellement évaluées

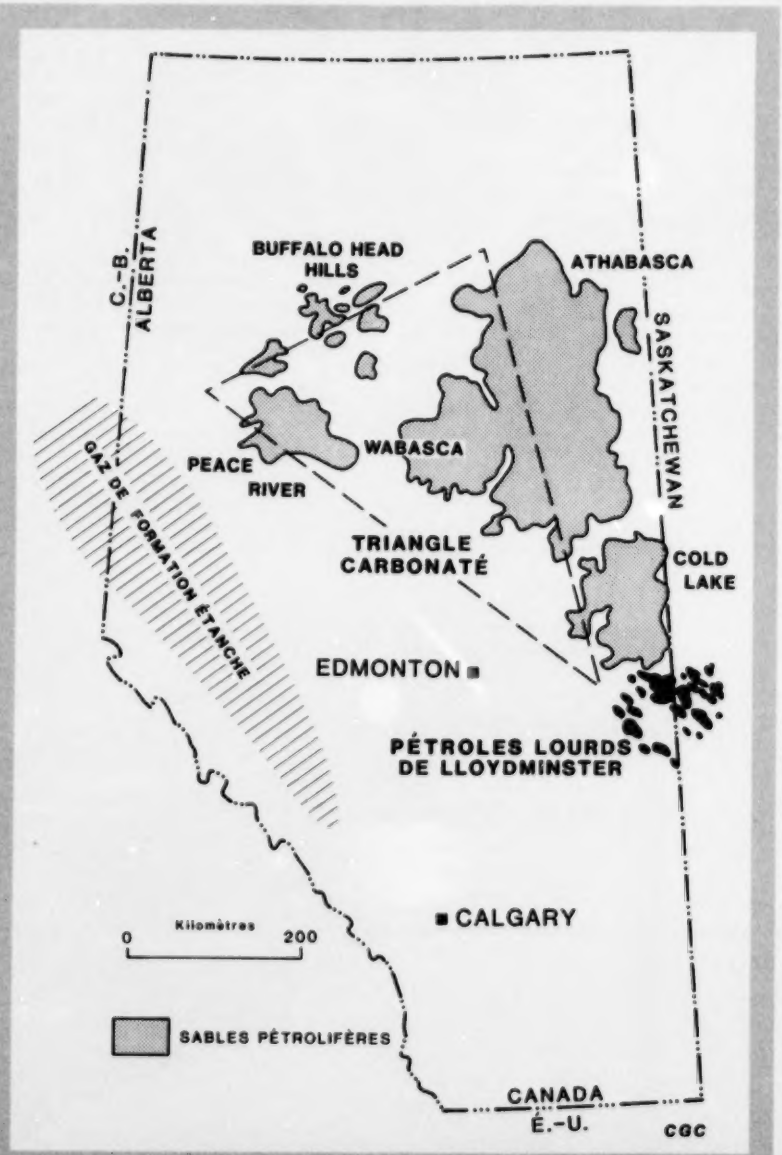


Figure 4.1 Carte-index indiquant la position des sables pétrolifères, des formations étanches, des pétroles lourds et des carbonates pétrolifères

à 3,86 milliards de mètres cubes.

On sait également qu'il existe des sables pétrolifères dans des grès du Trias, dans l'île Melville. Ce gisement est beaucoup plus petit que ceux de l'Alberta, mais contient probablement plus de 500 millions de mètres cubes de bitume en place.

Pétrole lourd

Les gisements de pétrole lourd de la région de Lloydminster sont classés ici parmi les ressources non classiques, même s'il est possible d'en produire une faible partie au moyen des techniques traditionnelles. Le pourcentage extractible par des méthodes classiques demeure cependant faible, de sorte que, si nous voulons produire des pétroles lourds en quantités appréciables, nous devons avoir recours à de nouvelles techniques. Les gisements de pétrole lourd se rencontrent dans le même environnement géologique que les sables pétrolifères, sauf que les sédiments se sont déposés en milieu fluvial et intertidal, en formant de minces successions discontinues et cycliques de grès et de schistes. Les couches de grès gisent à des profondeurs d'environ 1 000 m; dans une couche donnée, la zone productive se trouve dans l'intervalle de 5 à 10 m en moyenne. Les pétroles du type de Lloydminster ont une plus forte gravité que ceux des sables de la région voisine de Cold Lake: elle varie de 13 à 18° API.

Les réserves en place totales de pétrole lourd, mesurées d'après de nombreuses analyses géologiques, sont évaluées à 5,2 milliards de mètres cubes selon une probabilité forte, à 7,46 milliards selon une probabilité moyenne et à 10,63 milliards selon une probabilité faible. Cependant, si on limite les réserves aux formations «riches» (caractérisées par des couches épaisses, une forte saturation d'huile, une absence d'eau sous-jacente, etc.), ces valeurs sont réduites à 2,38, 3,01 et 3,65 milliards de mètres cubes respectivement. Ces ressources sont réparties presque également entre l'Alberta et la Saskatchewan et, dans bon nombre de gisements, on s'emploie activement à étudier la possibilité de faire appel à des méthodes de récupération assistée. Les évaluations du pourcentage extractible dépendent en grande partie de la fluctuation des coûts et des prix, et c'est pourquoi elles ne sont pas incluses dans ce rapport.

Carbonates pétrolifères

On sait qu'il existe des accumulations de bitume brut dans des roches carbonatées du Dévonien et du Carbonifère qui affleurent sous les sables pétrolifères de l'Alberta (figure 4.2). Les évaluations des réserves en place de bitume étaient, au début, du même ordre de grandeur que celles des sables pétrolifères mais, finalement, on sait très peu de choses sur la plupart des accumulations qui se sont formées dans ce que l'on appelle le «triangle carbonaté» (figure 4.1). Une des unités stratigraphiques, la formation de Grosmont, est réputée contenir la plus grande partie du bitume brut; c'est elle qui présente les propriétés les plus propices à l'accumulation d'hydrocarbures. L'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta a évalué les réserves en place de bitume brut de cette formation à 50 millions de mètres cubes en décembre 1981. Les accumulations de Grosmont se présentent à des profondeurs de 200 à 500 m, et leur mise en valeur nécessitera l'application de techniques d'extraction in situ.

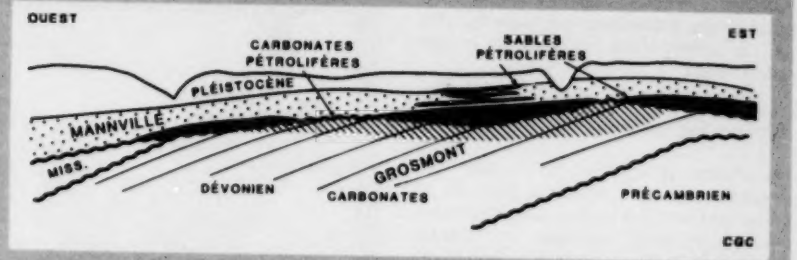


Figure 4.2 Coupe schématique illustrant le mécanisme de piégeage du bitume dans les sables et carbonates pétrolifères

Gaz de formation étanche

On dit que le «Deep Basin», bassin profond chevauchant la démarcation entre l'Alberta et la Colombie-Britannique, contient autant de gaz naturel qu'il y en a dans les réserves existantes au Canada (figure 4.1). Emprisonné dans des formations étanches, ce gaz naturel est considéré comme une ressource non classique car il est situé en aval-pendage de la zone aquifère, et dans des roches à porosité très peu développée et à perméabilité extrêmement faible (figure 4.3). L'exploitation de ces ressources sur une vaste échelle nécessiterait le recours à des techniques également non classiques et exigerait une fracturation massive de la section par voie hydraulique afin d'assurer un bon drainage. Une partie du gaz de ce bassin est associée à des réservoirs de grès et conglomérats de type classique, comme dans les sables Falher du Crétacé où se trouve le gisement d'Elmworth. À Elmworth, quelque 10 milliards de mètres cubes de gaz de formations étanches sont considérés comme étant en contact avec des conglomérats et figurent parmi les réserves. La Commission géologique du Canada n'a pas encore évalué le potentiel en gaz naturel de formations étanches datant de la période allant du

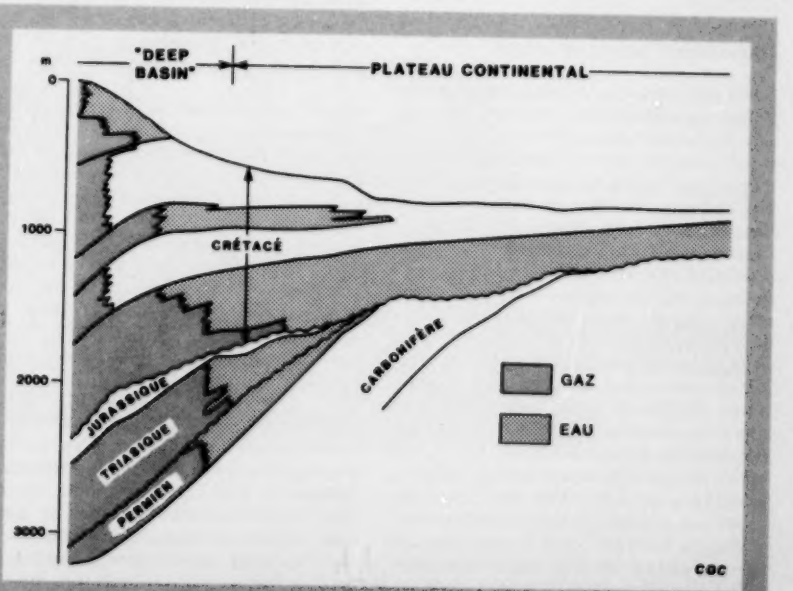


Figure 4.3 Coupe schématique à travers des formations de gaz étanches, dans des roches de faible perméabilité, sous la zone aquifère

Permien au Crétacé. Cependant, l'industrie a publié des évaluations qui, dans certains cas, atteignent 8 500 milliards de mètres cubes de gaz.

Schistes pétrolifères

Les schistes pétrolifères du Canada sont largement répartis à travers le pays; ils se présentent dans des roches datant de l'époque qui va de l'Ordovicien au Crétacé (figure 4.4). En fait, les schistes pétrolifères englobent une variété de roches sédimentaires à grains fins qui contiennent des matières organiques indigènes insolubles en majeure partie dans des solvants pétroliers et d'où l'huile de schiste peut être extraite par pyrolyse. Les matières organiques sont généralement constituées de kérogène, solide insoluble, et, dans une proportion moindre, de bitume. Elles proviennent essentiellement d'algues et de spores incorporées dans les sédiments fins.

Les schistes pétrolifères Carbonifère de la formation d'Albert, au Nouveau-Brunswick, forment les gisements les mieux connus et les mieux délimités du Canada. Lithologiquement, ils se comparent aux fameux schistes de Green River, au Colorado, qui sont jugés économiquement exploitables. On en trouve en surface et jusqu'à des profondeurs de 615 m. Certains intervalles renferment plus de 100 L d'huile de schiste par tonne de roche. D'après les chiffres publiés, les réserves sont évaluées à plus de 45 millions de mètres cubes. Les gisements du Nouveau-Brunswick mis à part, il n'existe pas encore suffisamment de données pour évaluer les ressources potentielles.

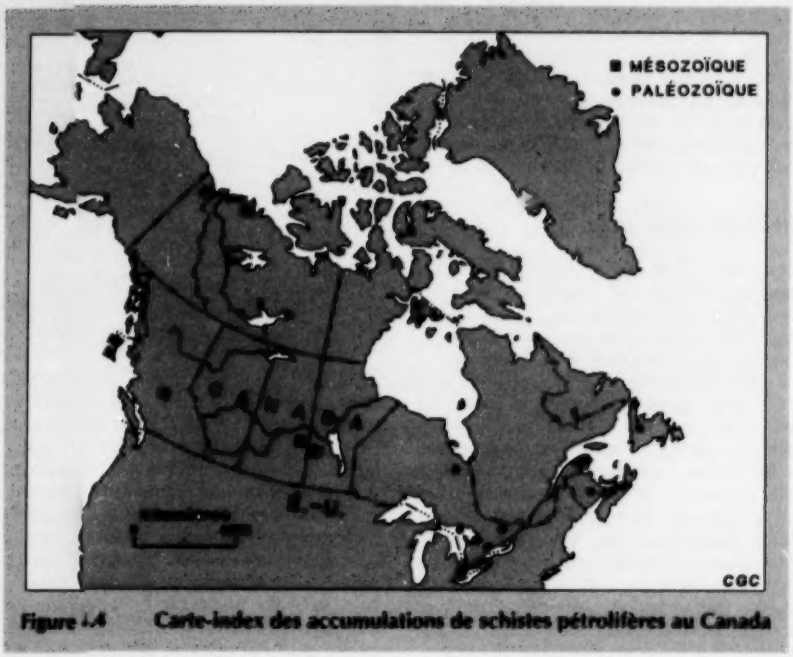


Figure 4.4 Carte-index des accumulations de schistes pétrolifères au Canada

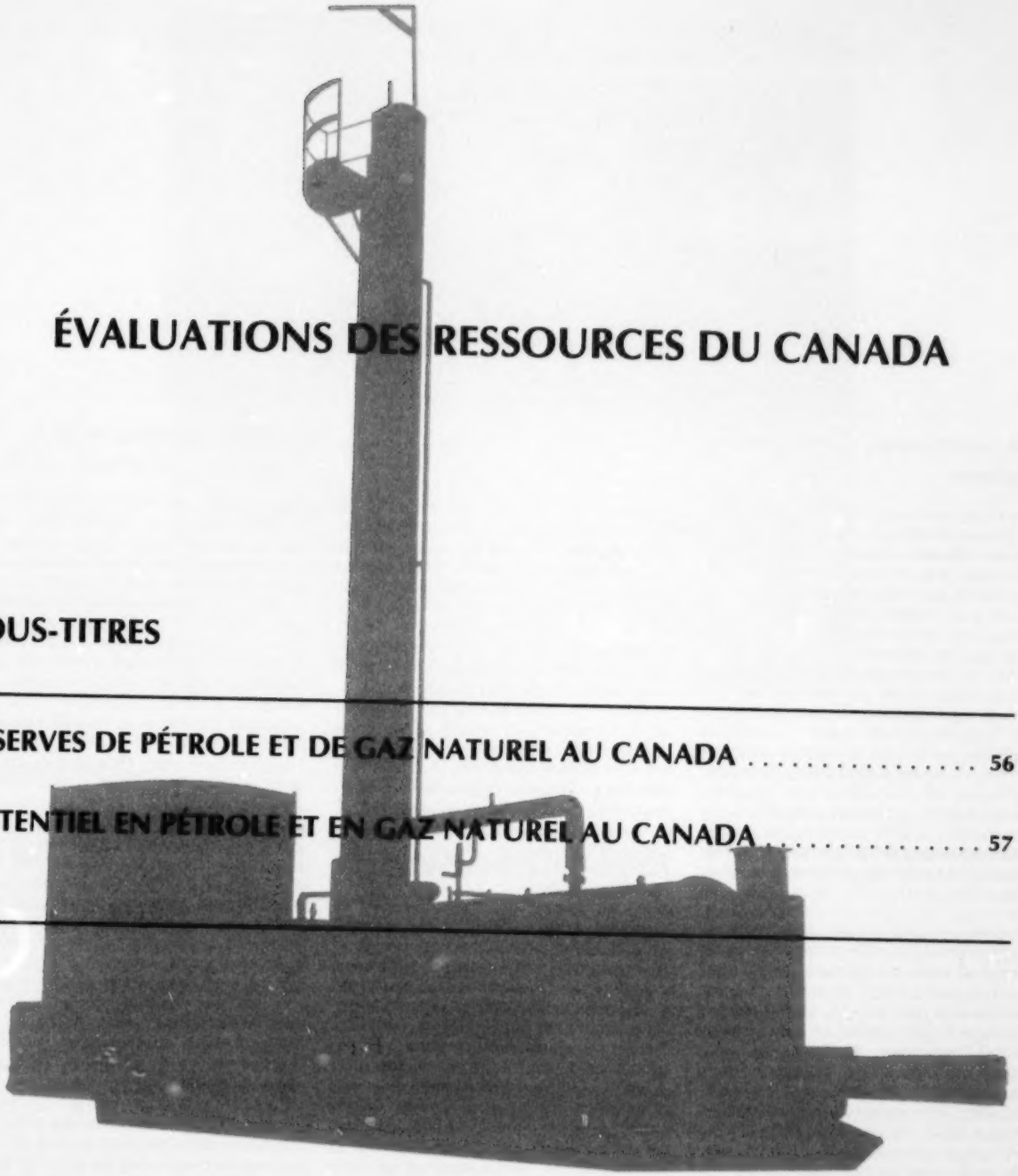
Économie et environnement

Sables pétrolifères Les sables pétrolifères de l'Alberta pourraient être considérés comme une abondante source d'énergie qui n'entraîne aucune dépense d'exploration. Le coût d'extraction de ces ressources est fonction de l'épaisseur des terrains de couverture, de la profondeur des gisements ainsi que de l'épaisseur et de la qualité de leur zone productive. Il ressort d'une évaluation économique que les dépenses en capital par mètre cube de réserves extractibles engagées dans l'exploitation des sables bitumineux se comparent favorablement au coût des investissements dans les régions pionnières. D'après les évaluations actuelles, le coût d'investissement des projets d'exploitation de sables bitumineux à ciel ouvert et in situ est de l'ordre de 20 à 45 $/m^3 de réserves extractibles (en dollars de 1983). À titre de comparaison, précisons que l'investissement se chiffre à 25-35 $/m^3 dans les exploitations sous-marines de moins de 100 m de profondeur sur la côte est et à 40-60 $ dans les exploitations peu profondes de la mer de Beaufort. Cependant, il faut souligner que les coûts d'exploitation sont plus élevés dans le cas des sables pétrolifères que dans celui des exploitations pétrolières classiques. L'exploitation des sables pétrolifères à ciel ouvert produit une grande quantité de déchets solides, notamment des terrains de couverture, ainsi que des agents de pollution de l'air et de l'eau. Les exploitations in situ ont généralement moins d'impact sur l'environnement. Toutefois, les installations de traitement utilisées in situ pourraient contribuer à la pollution de l'air et de l'eau. Or, l'élimination de ces agents de pollution entraîne des dépenses supplémentaires.

Gaz de formation étanche Le gaz des formations étanches est piégé dans des réservoirs qui ont une perméabilité moyenne inférieure à 1 millidarcy. Or, ces formations nécessitent une fracturation et gisent à des profondeurs considérables, deux facteurs qui laissent supposer des coûts supplémentaires. Cependant, le gaz n'est pas acide et, par conséquent, ne nécessite pas un traitement complexe; de plus, il se trouve à la portée des réseaux de pipelines. Finalement, il ne pose pas de problèmes pour l'environnement.

Schistes pétrolifères Le coût de la mise en valeur des schistes pétrolifères dépend dans une large mesure de la méthode d'extraction utilisée. Les huiles de ces schistes peuvent être extraites et traités à la surface de la mine, ou encore traités dans le sous-sol (in situ), les puits servant alors à extraire les liquides. Les techniques de forage, de sautage et d'excavation utilisées pour l'exploitation du charbon à ciel ouvert s'appliquent également à l'extraction des huiles de schistes en carrière, sauf que les zones de schistes pétrolifères sont parfois très épaisses et beaucoup plus dures que les couches de charbon. L'exploitation in situ consiste à fracturer la formation dans le sous-sol, à la chauffer pour provoquer une pyrolyse in situ et à pomper le pétrole à la surface par des puits. Ensuite, on soumet l'huile de schiste à un traitement de valorisation qui consiste à en réduire la viscosité et la teneur en soufre et en azote. Il faut se demander s'il est plus rentable de transporter l'huile dans des installations centrales de valorisation ou d'exécuter ce traitement sur place.

En ce qui a trait aux effets sur l'environnement, l'exploitation des schistes pétrolifères à ciel ouvert produit de nombreux agents de pollution de l'air et de l'eau et laisse des déchets solides en plus des terrains de couverture. De plus, elle détruit des terrains qu'il faut ensuite restaurer. Les mines souterraines et les exploitations in situ causent généralement moins de dommages à l'environnement que les techniques d'extraction en carrière, surtout en ce qui concerne les déchets solides. Cependant, la mise en place d'installations de valorisation ou de traitement devra s'accompagner de mécanismes de défense contre la pollution de l'air et de l'eau; il faudra prévoir un système pour stocker une huile portée à haute température. Tous ces systèmes auxiliaires augmenteront les coûts d'exploitation.



ÉVALUATIONS DES RESSOURCES DU CANADA

SOUS-TITRES

RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL AU CANADA 56

POTENTIEL EN PÉTROLE ET EN GAZ NATUREL AU CANADA 57

RÉSERVES

TABLEAU XII
RÉSERVES RESTANTES ET RESSOURCES DÉCOUVERTES AU CANADA
(Extractibles)

	PÉTROLE (10^6 m^3)	GAZ (10^9 m^3)
BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST CANADIEN	754	2 111
MER DE BEAUFORT-DELTA DU MACKENZIE	117*	286*
ÎLES DE L'ARCTIQUE	75*	361*
BASSINS DE LA CÔTE EST DU CANADA	225*	246*
BASSINS PALÉOZOÏQUES-EST CANADIEN	1*	9*
TOTAUX	1 173	3 013

* Ressources probables

Réserves de pétrole et de gaz naturel classiques

En ce qui concerne le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, le tableau XII présente les plus récentes évaluations des réserves restantes à la fin de 1981, telles qu'elles ont été établies par l'Office national de l'énergie (ONE). Ces valeurs ont été rajustées pour tenir compte des légères différences constatées dans les évaluations des réserves du district de Mackenzie qui ont été dressées par la Direction de l'évaluation des ressources, Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada. Celle-ci a d'ailleurs établi les meilleures évaluations actuelles des ressources découvertes dans les régions pionnières; ces évaluations sont résumées au tableau XII. Quant aux évaluations des réserves des bassins paléozoïques de l'Est canadien (tous dans le Sud de l'Ontario), elles ont été fournies par l'Association pétrolière du Canada.

On n'insistera jamais assez sur la distinction qui doit être faite entre les réserves prouvées et les réserves probables. Les réserves prouvées peuvent être considérées comme des volumes rigoureusement mesurés de pétrole et de gaz naturel qu'il est possible de produire, selon des critères économiques connus, avec une grande certitude. Les évaluations des ressources probables actuelles, par contre, sont généralement fondées sur les données d'un seul puits par gisement et sur un jugement fiable pouvant être porté dans les circonstances par des géologues et des ingénieurs. Elles sont donc sujettes à des corrections majeures. La rentabilité des ressources découvertes dans les bassins des régions pionnières est, pour l'instant, incertaine. C'est uniquement pour fin de comparaison que les deux types d'évaluations ont été inclus dans le tableau XII; il faut donc se garder d'accorder la même confiance à l'un et à l'autre.

Le tableau des réserves indique que, même si des découvertes importantes ont été faites dans chacune des régions pionnières, la majeure partie des ressources découvertes se trouve dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien; c'est particulièrement le cas en ce qui concerne les réserves de gaz naturel, qui ont augmenté considérablement depuis la publication du dernier rapport (EP 77-1F). Les réserves de pétrole de l'Ouest canadien ont chuté par rapport au niveau de 1,175 milliard de mètres cubes mentionné dans le rapport EP 77-1F; cette baisse est légèrement inférieure aux volumes découverts dans les régions pionnières au cours de la même période.

Réserves de pétrole et de gaz naturel non classiques

Toutes les ressources non classiques dont il est fait état dans le chapitre précédent pourraient théoriquement être considérées comme des réserves étant donné qu'elles sont découvertes et que l'on en connaît la distribution avec suffisamment de certitude. Toutefois, la proportion extractible de ces ressources dépend entièrement des coûts et des techniques d'extraction, deux facteurs indéterminés; aussi, il n'y a qu'une faible partie de ces ressources que l'on puisse considérer comme des réserves au sens du tableau XII. Les réserves restantes prouvées de pétrole brut synthétique, estimées à 3,86 milliards de mètres cubes à la fin de 1981 par l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta, sont des réserves de sables pétrolifères qui se trouvent dans la zone d'exploitation dont la viabilité sur le plan économique est actuellement reconnue.

Pétrole produit au moyen de la technique de récupération assistée

Jusqu'ici, il n'a pas encore été question dans ce rapport du pétrole supplémentaire pouvant être extrait de gisements existants et potentiels au moyen de techniques de récupération assistée. La récupération assistée englobe une grande variété de techniques dont beaucoup en sont encore au stade expérimental et qui ont pour but d'extraire le pétrole qui reste dans le réservoir après l'application de méthodes d'extraction primaire et secondaire (injection d'eau). Les principales techniques de récupération assistée sont l'injection de produits chimiques, l'injection de vapeur, l'injection de gaz carbonique et la combustion in situ sèche et humide.

Avant de recourir à une méthode de récupération assistée, il est nécessaire de bien définir les caractéristiques du réservoir, de modéliser sur ordinateur le procédé envisagé et de faire précéder l'exploitation comme telle par un essai pilote. Pour appliquer la méthode de la récupération assistée, il faut généralement qu'il y ait une plus forte densité de puits que dans le cas des méthodes primaires et secondaires. La durée de l'opération, entre la conception et la mise en production, est de l'ordre de cinq à dix années. En raison de tous ces facteurs il est difficile de prévoir le potentiel en pétrole qui résultera de l'application des techniques de récupération assistée. En 1978, la Commission géologique du Canada a évalué le potentiel en pétrole extrait par récupération assistée dans l'Ouest canadien; cela donne 160, 500 et 950 millions de mètres cubes, selon que l'on situe l'évaluation à un niveau de probabilité forte, moyenne ou faible.

POTENTIEL

TABLEAU XIII
POTENTIEL EN PÉTROLE ET EN GAZ NATUREL
(Extractible)

POTENTIEL EN PÉTROLE (10^6 m^3)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST CANADIEN	234	593	1 210
BASSIN DE LA CORDILLÈRE	—	50	110
MER DE BEAUFORT-DELTA DU MACKENZIE	307	1 347	2 962
ÎLES DE L'ARCTIQUE	316	686	1 305
BASSINS DE LA CÔTE EST DU CANADA	512	1 877	3 392
BASSINS PALÉOZOÏQUES-EST CANADIEN	20	167	605
TOTAUX	1 486*	4 720	8 995*

POTENTIEL EN GAZ NATUREL (10^9 m^3)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST CANADIEN	1 544	2 504	4 930
BASSINS DE LA CORDILLÈRE	40	270	760
MER DE BEAUFORT-DELTA DU MACKENZIE	871	1 865	4 103
ÎLES DE L'ARCTIQUE	1 100	2 257	3 662
BASSINS DE LA CÔTE EST DU CANADA	725	2 423	4 713
BASSINS PALÉOZOÏQUES-EST CANADIEN	46	190	660
TOTAUX	4 342*	9 509	18 285*

Ressources classiques

Le tableau XIII indique les volumes de pétrole et de gaz dont on suppose l'existence dans les six régions pétrolières du Canada. Il s'agit de ressources jugées techniquement extractibles, indépendamment de toute contrainte d'ordre économique et sans égard à la probabilité ou au moment de la découverte. Les ressources potentielles, rappelons-le, restent à découvrir et on ne saurait se fier autant aux évaluations du potentiel qu'aux évaluations des réserves.

En termes de probabilité moyenne et de probabilité faible, c'est la région de la côte est du Canada qui présente le plus fort potentiel en pétrole. On mise beaucoup sur la région qui entoure le gisement géant Hibernia et sur les petits bassins situés plus à l'est. La région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie vient au deuxième rang; de nombreuses découvertes y ont déjà été effectuées mais leur ampleur est encore mal définie. Les plus importantes accumulations de ressources potentielles se situent vraisemblablement dans les parties profondes et intermédiaires de la mer de Beaufort. Les ressources en pétrole de l'Ouest canadien se présenteront vraisemblablement en gisements beaucoup plus petits que ceux des régions pionnières, mais auront le double avantage d'être rentables et faciles à explorer.

Pour ce qui est du gaz naturel, on estime que les ressources potentielles sont à peu près équivalentes dans chacune des régions pionnières et dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, surtout en termes de probabilité moyenne. Des gisements géants ou des gisements de très grandes dimensions ont déjà été découverts dans chacune des régions pionnières, et il est permis de penser que d'autres découvertes importantes seront effectuées. Dans l'Ouest canadien, les nouveaux gisements seront généralement plus petits que les précédents, mais on croit tout de même, en dépit d'une probabilité moindre, qu'il reste encore de grandes accumulations de gaz à découvrir. Les problèmes logistiques posés par la mise en valeur de ces gisements, et les coûts qui les accompagnent, détermineront en fin de compte lesquelles des régions contribueront le plus à assurer notre approvisionnement énergétique.

Ressources non classiques

Au Canada, les ressources dites non classiques surclassent en volume les ressources traditionnelles. On les classe parmi les ressources potentielles car ce serait déformer la réalité que de les considérer comme des réserves extractibles prouvées. Une évaluation des ressources en place n'a pas beaucoup de signification à moins qu'on ne la situe dans une perspective économique. De toutes les sources de pétrole et de gaz naturel non classiques dont il a été question jusqu'ici, les sables pétrolifères et les pétroles lourds apparaissent comme les plus prometteuses. Il est en effet possible de mettre sur pied plusieurs exploitations à ciel ouvert de la même importance que les deux qui existent actuellement. Par ailleurs, même si elle n'a pas l'ampleur des autres, l'exploitation in situ du gisement de Cold Lake pourrait être très productive. Quant à la mise en valeur des pétroles lourds du type Lloydminster, c'est une opération qui s'effectue sur une échelle beaucoup plus petite. Les fluctuations des coûts et des prix détermineront dans une large mesure si ces types d'exploitation seront rentables ou non.

CONCLUSIONS

Ressources classiques

Le Canada a un fort potentiel en pétrole et en gaz naturel, qui le mènera à l'autosuffisance énergétique s'il réussit à trouver des moyens d'en transformer une bonne partie en réserves économiquement exploitables. Les chances de découvrir du pétrole sont meilleures dans les régions pionnières que dans l'Ouest canadien, étant donné que le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien a déjà été largement exploré.

La proportion de ces ressources qui est, ou qui sera, commercialement viable dépend des conditions économiques de l'heure, elles-mêmes dictées par les progrès technologiques accomplis dans les secteurs de la mise en valeur de la production et du transport. Jusqu'à présent, il n'y a pas eu d'entente sur les procédés de mise en valeur, et de production ainsi que sur les moyens de transport pouvant convenir aux régions pionnières, en particulier à celles au large des côtes. En raison de cette absence de consensus, il est difficile de prévoir l'apport de ces ressources à l'approvisionnement énergétique du Canada. Le Ministère s'efforce actuellement d'établir des évaluations raisonnablement fiables.

Le rythme des travaux d'exploration et, par conséquent, la fréquence des découvertes en régions pionnières dépendront notamment des facteurs suivants: succès des travaux d'exploration, prévisions des prix du marché, coûts de mise en valeur et d'exploitation, régimes fiscaux en vigueur, progrès technologiques et succès de l'exploitation commerciale des gisements déjà découverts. Le délai qu'il faut prévoir entre la découverte d'un gisement et son exploitation commerciale est long dans les régions pionnières. Il ne faut donc pas s'attendre à ce que des volumes importants de ces ressources soient livrés sur les marchés canadiens avant les années 90.

Jusqu'à la fin de la décennie l'approvisionnement en pétrole canadien dépendra des réserves de l'Ouest du Canada. Comme l'infrastructure est déjà en place dans l'Ouest canadien, les nouvelles réserves classiques pourront être mises en production rapidement, mais il faudra quand même intensifier les travaux d'exploration pour augmenter la fréquence des découvertes. Au cours de cette période, nous pourrons également accroître nos approvisionnements grâce à la récupération assistée de brut léger et moyen et de pétrole lourd.

Après 1990, les ressources découvertes sur le plateau de l'Est de Terre-Neuve, dans l'Arctique et dans la mer de Beaufort s'ajouteront vraisemblablement à notre approvisionnement pétrolier. Si le climat économique est favorable, nous pourrons également compter, pendant cette période, sur d'autres projets de sables pétroli-

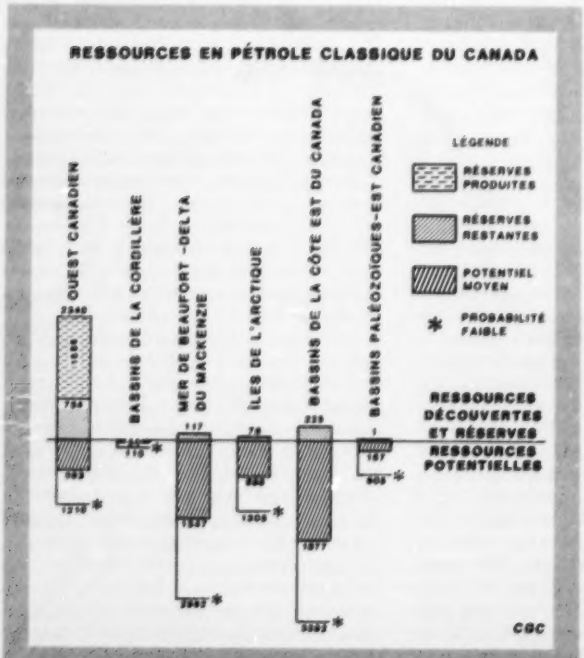


Figure 6.1 Ressources en pétrole classique du Canada

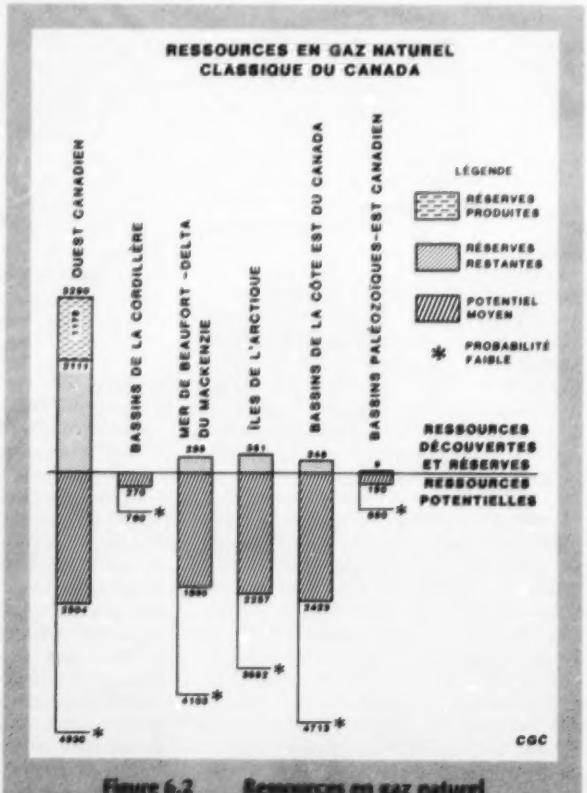


Figure 6.2 Ressources en gaz naturel classique du Canada

fères in situ, sur des exploitations de sables pétrolifères à ciel ouvert, sur des pétroles lourds et sur la production de plus en plus élevée provenant de la récupération assistée, qui s'ajouteront au pétrole classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

La mise en valeur des gisements de pétrole a déjà commencé dans le couloir du Mackenzie, et le prolongement du réseau de pipelines jusque dans les régions pionnières mettrait d'autres ressources pétrolières de cette région du Mackenzie à la portée des marchés du Sud.

Nos évaluations des ressources potentielles en gaz naturel de toutes les régions pionnières et de l'Ouest canadien réunies, en plus des réserves actuelles, nous permettent de compter sur un approvisionnement sûr. Ces ressources devraient combler les besoins actuels et alimenter les nouveaux marchés canadiens dans un avenir prévisible. Des investissements dans la mise en valeur seront évidemment nécessaires pour nous permettre de maintenir et d'augmenter la capacité de livraison des ressources de l'Ouest canadien.

Les principaux obstacles à la mise en valeur du gaz naturel des régions pionnières sont les coûts élevés de mise en valeur, d'exploitation et de transport et le manque de débouchés commerciaux; dans les régions pionnières éloignées, il existe en plus des difficultés technologiques et environnementales.

Ressources en pétrole non classique

La proportion des ressources classiques par rapport aux ressources non classiques dans l'approvisionnement visant à satisfaire les besoins énergétiques du pays sera fonction des coûts de recherche, de mise en valeur, d'exploitation et de transport du pétrole et du gaz naturel.

Au Canada, les réservoirs de pétrole lourd et les gisements de sables pétrolifères représentent un énorme potentiel pétrolier. Il s'agit de sources d'approvisionnement connues, dont les volumes extractibles surclassent probablement les ressources en pétrole classique. Or, les ressources non classiques exigent une technologie de valorisation et entraînent des coûts de mise en valeur et d'exploitation qui rendent difficile leur écoulement sur le marché canadien. Il existe déjà des techniques d'extraction du pétrole lourd et des bitumes mais, si nous voulons profiter pleinement de la récupération assistée des pétroles lourds, nous devrons améliorer les techniques de valorisation. Nous pourrions mettre sur pied des projets de valorisation à petite échelle qui, à force d'améliorations, pourraient mener à des applications industrielles.

BIBLIOGRAPHIE

Bally, A.W., Gordy, P.L., et Stewart, G.A.
1966: Structure, seismic data, and orogenic evolution of southern Canadian Rocky Mountains; Bulletin of Canadian Petroleum Geology, vol. 14, n° 3, p. 337-381.

Barss, D.L., et Montandon, F.A.
1981: Sukunka-Bullmoose gas fields: Models for a developing trend in the southern Foothills of northeast British Columbia; Bulletin of Canadian Petroleum Geology, vol. 29, n° 3, p. 293-333.

Benteau, R.I., et Sheppard, M.G.
1982: Hibernia — a petrophysical and geological review; Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 22, n° 3, p. 59-72.

Chase, R.L., Tiffin, D.L., et Murray, J.W.
1975: The western Canadian continental margin; dans: Canada's continental margins and offshore petroleum exploration, C.J. Yorath, E.R. Parker et D.J. Glass, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 4, p. 701-721.

Côté, R.P., Lerand, M.M., et Rector, R.J.
1975: Geology of the Lower Cretaceous Parsons Lake gas field, Northwest Territories; *dans:* Canada's continental margins and offshore petroleum exploration, C.J. Yorath, E.R. Parker, et D.J. Glass, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 4, p. 613-632.

de Witt, R., Gronberg, E.C., Richards, W.B., et Richmond, W.O.
1973: Tathlina area, southern District of Mackenzie; *dans:* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1, p. 187-212.

Douglas, R.J.W., Gabrielse, H., Wheeler, J.O., Stott, D.F., et Belyea, H.R.
1970: Géologie de l'Ouest du Canada; *dans:* Géologie et ressources minérales du Canada, R.J.W. Douglas, réd.; Commission géologique du Canada, Série de la géologie économique n° 1, 5e édition, partie B, p. 410-547.

Edie, R.W.
1958: Mississippian sedimentation and oil fields in southeastern Saskatchewan; American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, vol. 42, n° 1, p. 94-126.

Énergie, Mines et Ressources Canada
1977: Ressources du Canada en pétrole et gaz naturel — 1976; ministère des Approvisionnements et Services, Canada, Rapport EP 77-1F.

Gilbert, D.L.F.
1973: Anderson Plain, northern District of Mackenzie; *dans:* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1, p. 213-244.

Hea, J.P., Arcuri, J., Campbell, G.R., Frazer, I., Fuglem, M.O., O'Bertos, J.J., Smith, D.R., et Zayat, M.
1980: Post-Ellesmerian basins of arctic Canada: Their depocentres, rates of sedimentation and petroleum potential; *dans:* Facts and principles of world petroleum occurence, A.D. Miall, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 6, p. 447-488.

Jansa, L.F., et Wade, J.A.
1975: Geology of the continental margin off Nova Scotia and Newfoundland; *dans:* Offshore geology of eastern Canada; Commission géologique du Canada, Étude 74-30, vol. 2, p. 51-105.

Koch, N.G.
1973: Central cordilleran region; *dans:* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1, p. 37-72.

Kunst, H.
1973: Peel plateau; *dans:* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1, p. 245-274.

Lee, P.J., et Wang, P.C.C.
1983a: Conditional analysis for petroleum resource evaluations; Journal of the International Society for Mathematical Geology, vol. 15, n° 2, p. 349-361.

Lee, P.J., et Wang, P.C.C.
1983b: Probabilistic formulation of a method for the evaluation of petroleum resources; Journal of the International Society for Mathematical Geology, vol. 15, n° 1, p. 163-181.

McCrossan, R.G., et Porter, J.W.
1973: The geology and petroleum potential of the Canadian Sedimentary Basin — A synthesis; *dans:* The future petroleum provinces of Canada; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1, p. 589-720.

McMillan, N.J.
1973: Labrador Sea and Baffin Bay; *dans:* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1, p. 473-518.

McMillan, N.J.
1982: Canada's east coast: the new super petroleum province; Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 21, n° 2, p. 1-15.

Office national de l'énergie Canada
1982, Rapport annuel, Office national de l'énergie, 1982; ministère des Approvisionnements et Services, Canada, 98 p.

Parsons, W.H.
1973: Alberta; *dans:* The future petroleum provinces of Canada, R.M. McCrossan, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1, p. 73-120.

Procter, R.M., Lee, P.J., et Skibo, D.N.
1981: Canada's conventional oil and gas resources; Commission géologique du Canada, Dossier public 767, 28 p.

Procter, R.M., et McCrossan, R.G.
1980: Gas resources of western Canada; Commission géologique du Canada, Dossier public 672, 30 p.

Porter, J.W., Price, R.A., et McCrossan, R.G.
1982: The Western Canada Sedimentary Basin; Société royale de Londres, Philosophical Transactions, p. 169-192.

Powell, T.G.
1982: Petroleum geochemistry of the Verrill Canyon Formation: A source for Scotian Shelf hydrocarbons; Bulletin of Canadian Petroleum Geology, vol. 30, n° 2, p. 167-179.

Purcell, L.P., Umpleby, D.C., et Wade, J.A.
1980: Regional geology and hydrocarbon occurrences off the east coast of Canada; *dans:* Facts and principles of world petroleum occurrence, A.D. Miall, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 6, p. 551-566.

Roy, K.J., Procter, R.M., et McCrossan, R.G.
1975: Hydrocarbon assessment using subjective probability; *dans:* Probability methods in oil exploration, symposium de l'AAPG.

Sanford, B.V., et Norris, A.W.
1973: Hudson Platform; *dans:* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1, p. 387-410.

Sherwin, D.F.
1973: Scotian Shelf and Grand Banks; *dans:* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1, p. 519-560.

Shouldice, D.H.
1971: Geology of the western continental shelf; Bulletin of Canadian Petroleum Geology, vol. 19, n° 2, p. 405-436.

Teitz, H.H., et Young, F.G.
1982: Canadian hydrocarbon resource development up to the year 2000; Journal of Petroleum Geology, vol. 4, n° 4, p. 347-375.

Umpleby, D.C.
1979: Geology of the Labrador Shelf; Commission géologique du Canada, Étude 79-13.

Wade, J.A.
1977: Stratigraphy of Georges Bank Basin: interpreted from seismic correlation to the western Scotian Shelf; Canadian Journal of Earth Sciences, vol. 14, n° 10, p. 2274-2283.

Wallace-Dudley, K.E., Lee, P.J., et Procter, R.M.
1982: Gas resources of northeastern British Columbia; Commission géologique du Canada, Dossier public 817, 19 p.

Williams, E.P.
1973: The Quebec and Maritimes Basin; *dans:* The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1, p. 561-588.

Yorath, C.J.
1980: The Apollo structure in Tofino Basin, Canadian Pacific continental shelf; Canadian Journal of Earth Sciences, vol. 17, n° 6, p. 758-775.

Young, F.G., Myhr, D.W., et Yorath, C.J.
1976: Geology of the Beaufort-Mackenzie Basin; Commission géologique du Canada, Étude 76-11.

GLOSSAIRE

allochtone: se dit d'une roche qui n'est pas originaire de l'endroit où elle se trouve.

analyse d'un bassin: étude de tous les caractères géoscientifiques d'un bassin sédimentaire et de leurs interrelations.

bathyal: se dit de la région des océans correspondant au talus continental, de 200 à 2 000 m de profondeur.

bioherme: masse rocheuse en forme de monticule ou de récif, construite par des organismes sédentaires.

biostrome: masse rocheuse plus large que haute et nettement stratifiée, édifiée ou constituée par les restes d'organismes sédentaires.

bitume: générique désignant une substance solide constituée principalement d'un mélange d'hydrocarbures et généralement pauvre en corps oxygénés.

bombement de sel: dôme de sel embryonnaire qui résulte du soulèvement d'une formation saline.

centre de sédimentation: lieu où la sédimentation est maximale.

classique: se dit du pétrole et du gaz naturel totalement ou en partie extractible au moyen des techniques traditionnellement utilisées.

courant de turbidité: masse d'eau qui se caractérise par une forte concentration de sédiments en suspension et qui, du fait de sa densité, descend les pentes marines.

craton: portion stable de la croûte terrestre, qui n'a pas subi de déformations appréciables au cours des temps géologiques.

diapir: dôme ou anticlinal dont les couches plastiques profondes ont percé les couches sus-jacentes.

épirogénique: se dit des mouvements principalement verticaux qui affectent une vaste partie de l'écorce terrestre.

eustatique: relatif à la variation générale du niveau des océans.

évaporite: roche sédimentaire d'origine chimique, formée par précipitation de sels à la suite de l'évaporation de la masse liquide.

faciès: ensemble des caractères lithologiques et paléontologiques d'une roche, qui rendent compte des conditions de son origine.

liquides du gaz naturel (LGN): hydrocarbures généralement produits avec le gaz naturel et extractibles sous forme liquide (propane, butanes et pentanes plus).

listrique: se dit de la surface d'une faille généralement convexe.

mélange: masse rocheuse constituée d'une matrice cisaillée mêlée à des inclusions de fragments et de blocs de toutes les dimensions.

mer épicontinentale: mer située à l'intérieur d'un continent.

miogéoclinal: prisme de sédiments de mer plate qui s'est formé en direction de la mer, sur la marge continentale ou le long d'un géosynclinal.

orogénique: relatif à l'orogénèse, c'est-à-dire à la formation des montagnes.

palinspastique: se dit d'une carte qui représente dans leur position originelle les éléments géologiques déplacés par des mouvements tectoniques.

paralique: relatif aux sédiments marins et continentaux imbriqués qui se sont déposés sur les rivages marins ou en mer plate.

prodelta: partie immergée d'un delta qui échappe à l'action érosive des vagues.

sebkha: milieu de dépôt qui se forme sous un climat aride au-dessus du niveau de la pleine mer, généralement sur une plaine côtière dont la topographie limite la circulation de l'eau.

situation à explorer: groupe de zones d'intérêt semblables où la présence de pétrole ou de gaz naturel est supposée ou a été prouvée; par ex.: groupe de zones d'intérêt où peuvent exister des gisements ayant une origine commune. Une situation à explorer peut renfermer à la fois des gisements découverts et des zones d'intérêt conjecturales non encore forées.

socle: ensemble des terrains anciens formant une plate-forme rigide sur laquelle reposent des sédiments plus récents.

sous-affleurement: surface de contact souterraine qui correspond à la limite horizontale d'une formation sous-jacente à une discordance.

subduction: enfoncement d'une plaque lithosphérique sous une autre.

syntectonique: se dit d'un processus ou d'un événement géologique se produisant au cours d'une période d'activité tectonique.

terrain: portion de l'écorce terrestre délimitée par des failles majeures ou des structures complexes, dont la stratigraphie, caractérisée par une continuité latérale, la distingue nettement des unités avoisinantes du même âge.

vacuole: petite cavité formée dans une roche et généralement garnie de cristaux.

vésicule: cavité pouvant avoir diverses formes, qui résulte de l'emprisonnement d'une bulle de gaz au cours de la solidification de la lave.

zone d'intérêt: configuration géologique (par exemple, structure définie avec des moyens géophysiques) dont on croit qu'elle a pu piéger des hydrocarbures et qui constitue une cible de forage.